

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

подпись

« _____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело.

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Анализ разработки Вахского нефтяного
месторождения

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к.т.н.

Е.В. Безверхая

Выпускник _____
подпись, дата

А.В.Нечаевская

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа МД/ДП/ ДР/БР по теме
Анализ разработки Вахского нефтяного месторождения

Консультанты по
разделам:

Геология месторождения	_____	Е.В.Безверхая
	подпись, дата	
Технологическая часть	_____	Е.В.Безверхая
	подпись, дата	
Специальная часть	_____	Е.В.Безверхая
	подпись, дата	
Экономическая часть	_____	Е.В.Безверхая
	подпись, дата	
Безопасность и экологичность	_____	Е.В.Мусияченко
	подпись, дата	
Нормоконтролер	_____	С.В.Коржикова
	подпись, дата	

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев

подпись

« ____ » _____ 2017 г

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Нечаевской Алисе Васильевне

Группа ЗНБ-12-04 Направление (специальность)

21.03.01 Нефтегазовое дело, 21.03.01.02 профиль подготовки
Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти.

Тема выпускной квалификационной работы Анализ разработки
Вахского нефтяного месторождения

Утверждена приказом по университету № 6612/с от 24.05.2017

Руководитель ВКР Е.В.Безверхая, доцент каф,к.т.р,кафедра РЭНГМ
ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР Пакет технической, технологической и
нормативной информации по Вахскому нефтяному месторождению,
тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ,
фондовая и периодическая литература.

Перечень разделов ВКР

1. Геология месторождения
2. Технологическая и специальная часть
3. Экономическая часть
4. Безопасность и экологичность

Перечень графического материала

Руководитель ВКР

подпись

Е.В.Безверхая

Задание принял к исполнению

подпись

А.В.Нечаевская

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 85 с., 19 рисунков, 13 таблиц, 26 источника литературы.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, коллектор, нефть, газ, обводненность, фонд скважин, интенсификация, увеличение нефтеотдачи, гидравлический разрыв пласта.

Объектом исследования являются продуктивные горизонты Вахского нефтяного месторождения Томской области.

Целью данной выпускной квалификационной работы является изучение состояния разработки месторождения, степени реализации проектных решений и предложения по совершенствованию процесса разработки месторождения.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка геолого-физической информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ разработки месторождения и состояния фонда скважин, произведено сравнение фактических показателей разработки с проектными.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Paint. Презентация создана в Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Геология месторождения	9
1.1 Физико-географическая характеристика района	9
1.2 Краткая стратиграфическая продуктивных пластов	11
1.3 Геолого-физические характеристики пластов	20
1.4 Состав и свойства пластовых флюидов	23
1.5 Запасы нефти и газа	27
2 Технологическая и специальная часть	30
2.1 Проектные показатели разработки месторождения	30
2.2 Характеристика текущего состояния разработки Вахского месторождения	33
2.3 Анализ показателей работы фонда скважин	40
2.4 Анализ системы поддержания пластового давления	43
2.5 Анализ причин обводненности скважинной продукции	44
2.6 Анализ эффективности методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи пластов	45
2.7 Анализ выработки запасов нефти объектов Вахского месторождения	48
2.8 Анализ выполнения проектных решений	51
3 Экономическая часть	60
3.1 Оценка капитальных вложений	61
3.2 Оценка эксплуатационных затрат	65
3.3 Налоговая система	68
4 Безопасность и экологичность	71
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	71
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	74
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования (к лаборатории)	74
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	75
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	78
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	79
4.7 Экологичность проекта	80
Заключение	82
Список сокращений	83
Список использованных источников	84

ВВЕДЕНИЕ

Многие месторождения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции находятся на поздней стадии разработки, в том числе и Вахское месторождение. В данных условиях задача поддержания высокого уровня добычи нефти согласно проекта разработки при условии экономической рентабельности производства решается путем повышения коэффициента извлечения нефти из пластов, применения в производстве инновационных технических и технологических решений. В последнее время разработка нефтяных месторождений велась в рыночных условиях, при которых, наряду с новыми технологиями добычи нефти, интенсивно развиваются научные методы проектирования и анализа разработки месторождений.

Разработка нефтяных месторождений в настоящее время ведется в крайне сложных условиях, характерных для поздней стадии разработки большинства месторождений. К таким условиям относятся:

- ухудшение геолого-физических параметров объектов разработки, структуры запасов нефти и увеличение доли трудноизвлекаемых запасов;
- высокая обводненность продукции скважин;
- осложнения, связанные с высоким содержанием в составе продукции скважин асфальто-смолистых веществ, парафинов и солей.

На основе анализа особенностей разработки Вахского месторождения, определены ближайшие задачи их доработки и повышения эффективности эксплуатации скважин. Реализация поставленных задач будет происходить на основе принятых систем разработки, стабилизации и наращивании темпов отбора жидкости, активизации разработки месторождений с остаточными запасами, оптимизаций систем разработки путем применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и др.

1 Геология месторождения

1.1 Физико-географическая характеристика района

Вахское месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 113 км восточнее г. Нижневартовска и в 80 км от г. Стрежевого, находится на землях гослесфонда Излучинского лесничества Нижневартовского лесхоза (рисунок 1.1.) [1].

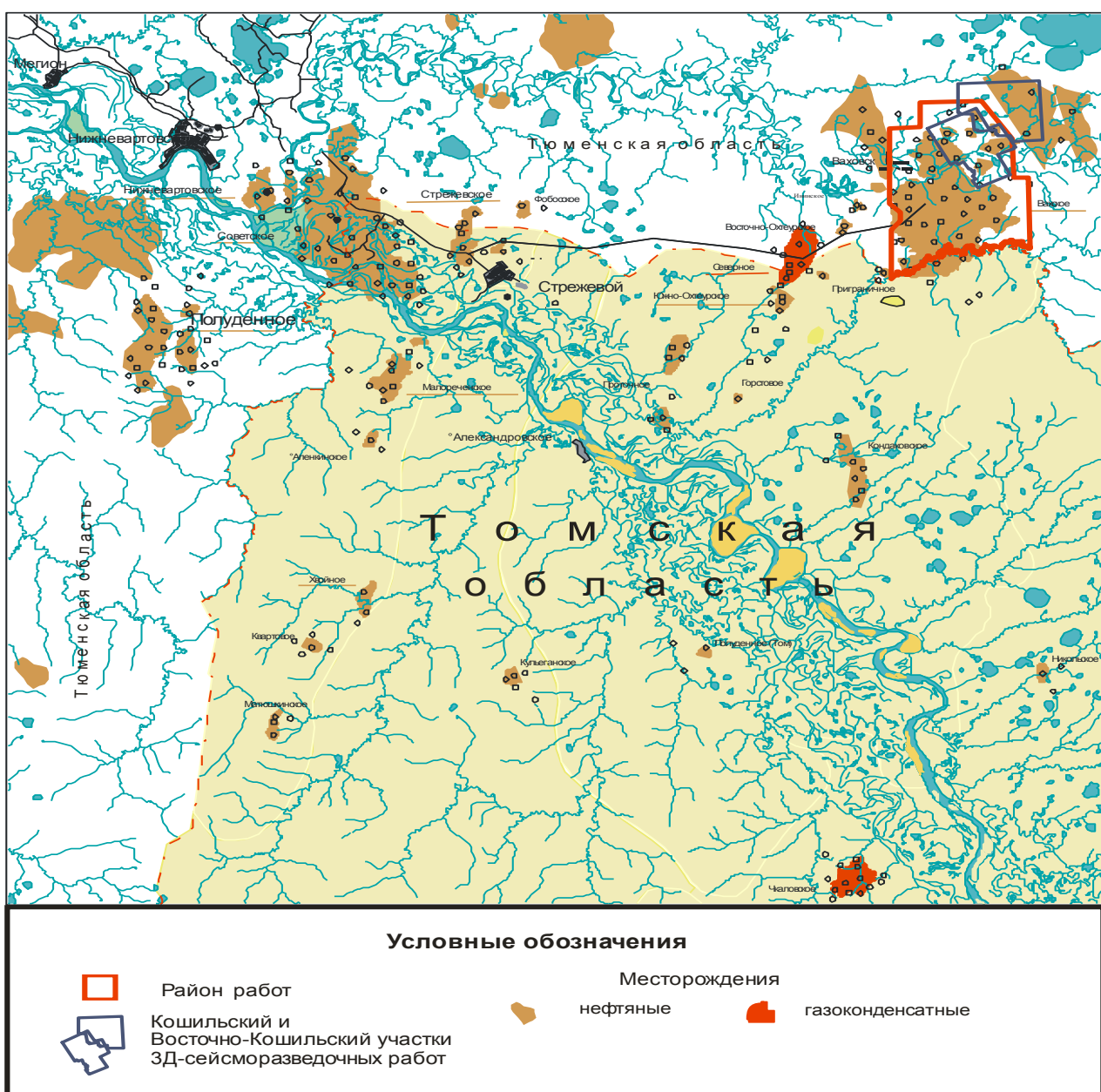


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

От промышленных центров – городов Новосибирска и Томска – до города Стрежевого расстояние соответственно 700 и 931 км, до Тюмени – 750 км, от железнодорожной станции Нижневартовска - на расстоянии 70 км.

Географические координаты границ Вахского лицензионного участка приведены на основании лицензии на недропользование. Территория лицензионного участка находится в среднем течении рек Вах и Трайгородская. Площадь составляет 768 км².

Нефть с Вахского месторождения поступает по нефтепроводу на центральный товарный парк (ЦТП) Советского месторождения, отсюда в магистральный нефтепровод Нижневартовск – Александровское – Анжеро-Судженск.

Нефтяной газ компрессируется для последующей его подачи по газопроводу «ГКС - Советский ЦТП» и затем потребителям (котельная г.Стрежевой, Нижневартовский ГПЗ).

Климат района континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой с устойчивым снежным покровом и коротким не жарким летом.

Средняя температура воздуха наиболее жаркого месяца – июля – +17,5⁰С, средняя температура наиболее холодного месяца января -21,5⁰С. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь - февраль и составляет -51⁰С, абсолютный максимум - на июль +30⁰С. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 108 дней.

Распределение осадков крайне неравномерно, зависит от местных условий, особенно от рельефа. В среднем за год выпадает 500 мм осадков. В годовом ходе осадков максимум приходится на лето, а минимум - на зиму, что связано с особенностями атмосферной циркуляции. В теплый период года выпадает 318 мм, а в холодный период года (с ноября по март) сумма осадков составляет 135 мм.

Поверхностные водные объекты представлены речной сетью крупных

(р.Вах – правобережный приток р.Обь, правобережные притоки р.Вах – р.Ратьканьёган, р.Ершовая Речка, ручьи без названия и малые левобережные притоки, протоки Никулинский Пасил, Большой и Малый Урей, р.Трайгородская и др.) и мелких (р.Максимкина и др.) водотоков.

В протоку впадают ручьи без названия, которые испытывают большую техногенную нагрузку – на водосборной площади их расположены площадка ЦПС, кустовые площадки, переходы трубопроводов.

По типу водного режима, климатических условий, источников питания, рельефа, условий формирования годового стока и его внутригодового распределения реки рассматриваемой территории относятся к лесной зоне равнинного района.

По характеру водного режима водотоки рассматриваемой территории относятся к рекам с весенне-летним половодьем и паводками в теплое время года. Северная часть месторождения занята грядово-мочажинными и грядово-озерными комплексами, расположенными на выположенной надпойменной и озерно-ингрессионной террасе р.Вах с отметками высот 55-60 м.

В южной части территории, прилегающей к долине р. Трайгородская, в основании водораздельной гряды располагаются переходные болота со сфагново-осоково-березовыми и сфагново-осоково-сосново-березовыми микроландшафтами.

Территория Вахского лицензионного участка в соответствии с почвенно-географическим районированием относится к среднетаежной подзоне подзолистых, болотно-подзолистых и болотных почв.

Для рассматриваемой территории свойственен равнинный рельеф, малая амплитуда высот, неглубокий урез речных долин, монотонный суглинистый характер поверхностных отложений. Почвообразующие породы представлены рыхлыми флювиогляционными отложениями – супесями и суглинками, выделены подзолистые, болотно-подзолистые, болотные верховые и низинные, аллювиальные дерновые.

Вахское месторождение открыто в 1965 г., введено в разработку в 1976 г.

1.2 Краткая стратиграфическая характеристика разреза

Геологический разрез Вахского месторождения представлен терригенными отложениями мезокайнозойского чехла, несогласно залегающими на размытой поверхности доюрского складчатого фундамента (рисунок 1.2).

В 1993-1994 гг. в работе по разработке и внедрению методики доразведки крупных зон нефтегазонакопления на основе комплексирования геолого-геофизической информации на примере Вахского нефтяного месторождения получены новые данные по геологическому строению палеозойских, верхне-среднеюрских отложений и ачимовской толщи неокома, с которыми связана нефтеносность месторождения [3].

Доюрские образования

Доюрские образования вскрыты двадцатью скважинами, пробуренными в пределах Вахской группы поднятий: №№ 11Р, 72Р, 80Р, 82Р, 88Р, 91Р, 93Р, 97Р, 98Р, 99Р, 102Р, 107Р, 304Р, 312Р, 347Р, 952, 1002, 4364, 4529, 4508.

Стратификация разрезов отложений проводилась на основе фаунистических находок в керне, по литофациальному облику пород и сопоставлению с хорошо изученными разрезами палеозоя южных районов Томской области.

В соответствии со «Схематической геологической картой поверхности доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты» (под ред. В.С.Суркова, 1981 г.) в наиболее приподнятой части территории распространены докембрийские граниты – в южной части Вахского месторождения.

Граниты прорывают докембрийские сланцы серицит-кварцево-биотит-кварц-амфиболитового состава, распространенные предположительно в пониженных частях рельефа.

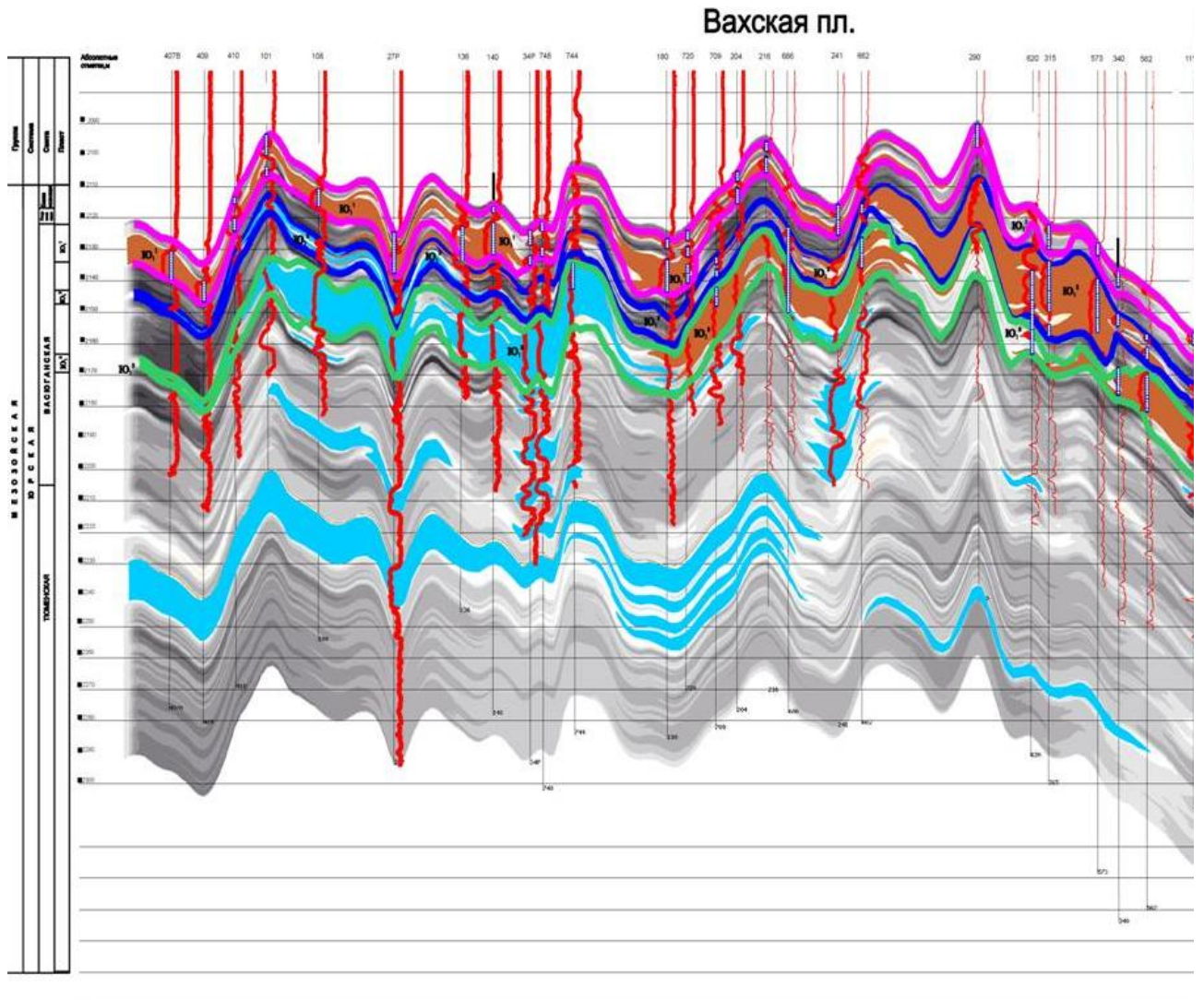


Рисунок 1.2 - Сводный геологический разрез Вахского месторождения

Параллельно этим породам, согласно общей ориентировке структурных элементов, по площади простирается комплекс отложений, вскрытый скважиной № 11Р, представленный серыми и темно-серыми филлитами, филлитизированными алевролитами и аргиллитами. Восточнее области развития этих отложений скважинами № 72Р и № 102Р на Вахской площади и № 304Р Кошильской вскрыты породы толщи нижнего девона. Наиболее полный ее разрез, вскрытый в скважине № 102Р, представлен внизу черными известняками, сменяющимися вверх по разрезу чередованием известняков, мергелей, глинистых известняков, известковистых аргиллитов. Отмечаются зоны повышенной трещиноватости с явлениями каолинизации, окремнения и

осветления известняков. Выше по разрезу залегают черные глинистые известняки интенсивно брекчированные и вторично карбонатизированные. В верхней части разреза отмечается интенсивный процесс выщелачивания до образования каверн, полостей выщелачивания, что дает основание предполагать в них развитие коллекторов. Отложения диагностируются как глубоководные литофации.

Описанное распределение пород предполагается в центральном блоке исследуемой территории. С запада и востока палеозойская поверхность погребена под зффузивно-осадочной толщей пермо-триаса, выполняющей грабены триасового рифтогенеза.

Вскрытая толщина доюрских образований от 12 до 438 метров.

Мезозойская группа

Юрская система

Нижний +средний отделы

Котухтинская свита

В верхней части залегают глины уплотненные темно-серые, с прослоями песчаников и алевролитов. Ниже вскрыты песчаники серые, зеленовато-серые, чередующиеся с алевролитами и уплотненными глинами, выделяемые в пласт Ю₁₀. В основании свиты прослеживается пласт Ю₁₁₋₁₂, представленный чередованием песчаников, алевролитов и глин с растительным детритом.

Толщина отложений – до 190 м.

Средний отдел

Тюменская свита

Вскрытая часть разреза тюменской свиты Вахского месторождения, в основном, представлена нефтеносными отложениями средней юры. По литологическим, геохимическим и геологическим данным разрез свиты в продуктивном интервале глубин от угольного пласта У₄ до нижневасюганской подсвиты разделен на региональные и зональные циклиты. Региональные

циклиты Ю₂ и Ю₃ соответствуют горизонтам, зональные - пластам, к которым приурочены залежи нефти. Региональный циклит (горизонт) Ю₃ охватывает толщу пород между угольными пластами У₄ и У₃, имеющими батский возраст. В его пределах выделены зональные циклиты, соответствующие пластам Ю₃¹, Ю₃², Ю₃³ и Ю₃⁴. Общая толщина горизонта Ю₃ изменяется от 46 м (скважина № 80Р) до 96 м (скважина № 1247), увеличиваясь в северном направлении. Увеличение толщины обусловлено развитием песчаников.

Породы горизонта Ю₃ имеют континентальный генезис, на что указывают геохимические показатели и генетические признаки (текстуры, органические остатки, минеральные включения и т. д.).

Вскрытая толщина отложений свиты изменяется от 230 м до 300 м.

Средний+верхний отдел

Васюганская свита

В ее пределах выделяются: нижневасюганская подсвита, подугольная, межугольная и надугольная толщи.

Нижневасюганская подсвита представлена однородными серыми, бурыми до черных аргиллитами. Присутствие в ее отложениях пирита и сидерита свидетельствует о частично застойных, скорее лагунных условиях ее седиментации. Толщина подсвиты изменяется от 2,0 м до 4,0 метров [3].

Подугольная толща подстилается глинами нижневасюганской подсвиты, а перекрывается угольным пластом У₁. По особенностям латеральной выдержанности отдельных литологических единиц подугольная толща разделяется на две пачки: нижнюю, преимущественно песчаную, выделяемую в пласт Ю₁³, верхнюю песчано-глинистую, соотносимую с пластом Ю₁². Разделяются эти пачки либо угольными пропластками, либо маломощными прослоями карбонатизированных песчаников. Мелководные глины нижневасюганской подсвиты в подошве толщи и прибрежно-континентальный угольный пласт в кровле толщи свидетельствуют о регрессивном характере ее строения. Нижняя пачка подугольной толщи - пласт Ю₁³ - по геофизическим

данным имеет неоднородную структуру. Помимо гранулометрической неоднородности коллектора, отмечается широкое развитие прослоев карбонатизированного песчаника. Литологически верхняя часть пласта представлена буровато-серым средне- и мелкозернистым песчаником однородным, с включениями конкреций пирита. Совместное присутствие средне- и мелкозернистых фракций свидетельствует о неудовлетворительной сортировке песчаной составляющей. Текстуры пород горизонтально-слоистые, волнистые, подчеркнутые глинистым или углисто-глинистым материалом, часто сидеритом.

Толщина отложений васюганской свиты изменяется от 50 м до 100 м.

Верхний отдел

Георгиевская свита

Георгиевская свита, накапливаясь в морских условиях, представлена темно-серыми, черными и черно-бурыми, аргиллитоподобными глинами с плитчатослоистой текстурой. В них наблюдается примесь песчано-алевролитового материала, глауконита, рассеянного пирита [3].

Максимальная толщина свиты достигает восьми метров в погруженных частях до полного выпадения из разреза в сводовых зонах.

Верхний отдел

Баженовская свита

Завершающим этапом осадконакопления юрских отложений являются глинистые породы баженовской свиты, которые представлены глубоководными темно-серыми с коричневатым оттенком аргиллитами.

Толщина данных отложений не превышает 20-30 м.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены в разрезе всеми возрастными комплексами и подразделяются на ряд свит: мегинскую, тарскую, вартовскую,

алымскую, покурскую, кузнецовскую, ипатовскую, березовскую, славгородскую и ганькинскую.

Нижний отдел

Мегионская свита

Морские отложения куломзинской свиты залегают на образованиях баженовской свиты и представлены аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Песчаники буровато-серые, серые, светло-серые, средне-мелкозернистые, однородные и тонко-горизонтально слоистые, известковистые. В порах и микротрещинах отмечен битум.

Алевролиты серые, иногда с голубоватым оттенком, разномзернистые, песчанистые, слабоизвестковистые, однородные и с неясно выраженной слоистостью за счет изменений в гранулометрическом составе. В небольших количествах отмечен битум желто-бурый в пленках, каплях и по микротрещинам. Аргиллиты темно-серые и голубовато-серые, известковистые со слюдой и мельчайшим растительным детритом.

К нижней части свиты приурочен пласт Б₁₆₋₂₀ (ачимовская пачка, нефтеносный в отдельных скважинах).

Толщина отложений свиты составляет 340-361 м.

Тарская свита

Формирование отложений тарской свиты происходило в прибрежно-морских условиях. В основном, это песчаники с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.

Песчаники бурые, буровато-серые и светло-серые, однородные, реже с неясно выраженной пологой слоистостью за счет намыва слюды и растительного детрита по плоскостям наслоения, участками известковистые. Бурые песчаники имеют запах нефти.

Алевролиты серые, бурые тонко-горизонтально слоистые, с большим количеством растительных остатков по плоскостям наслоения.

Аргиллиты дымчато-серые, зеленоватые и алевритистые с зеркалами скольжения, горизонтально-слоистые, содержат растительный детрит.

К песчаникам тарской свиты приурочены пласты Б₄, Б₃, Б₂ и Б₀₋₁.

Толщина отложений тарской свиты 124-138 м.

Вартовская свита

Вартовская свита характеризуется преимущественно песчано-глинистыми отложениями, формировавшимися в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях. Породы вартовской свиты представлены частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, темно-серые, мелко- и разнозернистые, иногда, глинистые с присутствием растительного детрита.

Аргиллиты темно-серые, прослойками известковые. В верхней части разреза встречаются темно-коричневые битуминозные аргиллиты [3].

К отложениям вартовской свиты приурочены пласты группы А: А₂-А₁₀₋₁₂. Пласты группы А не выдержаны по площади, часто переходят в алевролиты и аргиллиты.

Толщина отложений вартовской свиты 286-417 м.

Алымская свита

Отложения вартовской свиты трансгрессивно перекрываются морскими осадками алымской свиты (нижний апт). Литологически и фациально она подразделяется на две части: нижнюю (песчано-алевролитовую) и верхнюю (глинистую).

Отложения нижней части пачки сложены переслаиванием песчаников и алевролитов с глинами. В практике нефтепоисковых работ эти отложения известны как горизонт А₁.

Песчаники серые, светло-серые мелкозернистые кварцево-полевошпатовые в верхней части, глинистые.

Верхняя часть свиты, выделенная в кошайскую пачку, представлена

глинами темно-серыми аргиллитоподобными с тонкими прослоями алевролитов.

Толщина алымской свиты до 50-70 м.

Нижний+верхний отделы

Покурская свита

Отложения данной свиты сформировались, преимущественно, в континентальных условиях, которые изредка сменялись прибрежно-лагунной обстановкой. Отложения покурской свиты представлены неравномерным чередованием песчаников серых и светло-серых разнозернистых, алевролитов серых и темно-серых, участками глинистых и глин темно-серых, зеленовато-серых и буровато-серых.

Толщина покурской свиты колеблется от 667 м до 748 м.

Верхний отдел

Кузнецовская свита

Морские отложения турона представлены глинами аргиллитоподобными, содержащими глинистые прослои алевролитов и мелкозернистых глауконитовых песчаников с включениями фосфоритовых образований.

Отложения кузнецовской свиты наряду с баженовскими и кошайскими относятся к маркирующим горизонтам региона [3].

Толщина кузнецовской свиты составляет 21-30 м.

Березовская свита

Отложения представлены морскими осадками и подразделяются на две толщи: нижняя (коньяк-нижний сантон) - ипатовская подсвита представлена глинами песчано-алевролитистыми с прослоями песчаников и алевролитов; верхняя толща (верхний сантон-кампан) - славгородская подсвита слагается глинами серыми и зеленовато-серыми, опоковидными с прослоями алевролитов.

Толщина отложений березовской свиты составляет 102-182 м.

Ганькинская свита

Разрез верхнемеловых отложений завершается морскими осадками ганькинской свиты. Свита характеризуется сравнительно однообразной толщей серых известковых глин и мергелей серого и зеленовато-серого цвета, содержащей обильные остатки фауны белемнитов, аммонитов, гастропод и морских ежей.

Толщина отложений колеблется от 70 до 120 м.

Кайнозойская группа

Палеогеновая система

Отложения палеогеновой системы, формировавшиеся в условиях постепенно мелеющего моря, представлены морскими осадками талицкой (палеоцен) и люлинворской (нижний + средний эоцен) свит, прибрежно-морскими осадками чеганской свиты (верхний эоцен + нижний олигоцен) и континентальными отложениями некрасовской серии (средний + верхний олигоцен).

Толщина отложений палеогеновой системы изменяется от 186 до 299 м.

Четвертичная система

На размытой поверхности палеогеновых отложений с угловым и стратиграфическим несогласием залегают породы четвертичного возраста, представленные песками серыми разнородными, в основании с гравием, с прослоями глин.

Завершает четвертичные отложения почвенно-растительный слой. Толщина отложения 10-40 м.

Литолого-фациальный анализ слагающих толщу осадков, морфология залегания песчаных тел, характер замещения литологических разностей по латерали позволяют предполагать обстановку подводного конуса выноса глубоководного склона шельфа.

1.3 Геолого-физические характеристики пластов

Все залежи продуктивных пластов Вахского месторождения по типу пластово-сводовые, литологически либо тектонически ограниченные/экранированные. Тип коллектора поровый [4].

Начальное пластовое давление закономерно увеличивается с глубиной погружения пластов от 22,5 до 24,5 МПа.

Самой большой общей толщиной характеризуется пласт Ю₃¹⁺², самой маломощный пласт – Ю₂. Наибольшая нефтенасыщенная толщина отмечается для пласта Ю₁²⁺³. Он же характеризуется максимальной площадью нефтеносности.

В каждом тектоническом блоке выделяются самостоятельные отметки ВНК, кроме того для одних и тех же пластов на Кошильской площади водонефтяные контакты отмечаются на гипсометрически более низких отметках, чем на Вахской площади. В общем, абсолютные отметки ВНК изменяются от - 2080 до - 2428 м.

Более подробно сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Вахского месторождения представлена в таблице 1.1.

Физико-гидродинамические свойства пород изучены по результатам лабораторных исследований образцов керна, материалам интерпретации ГИС и данным гидродинамических исследований пластов в скважинах при их испытании.

В рамках представляемой работы проведено сопоставление значений фильтрационно-емкостных параметров, определенных по керну, ГИС и гидродинамике (таблица 1.1).

1.4 Состав и свойства пластовых флюидов

Продуктивные пласты Вахского месторождения охарактеризованы пробами неравномерно. Наиболее полно охарактеризован глубинными пробами пласт Ю₁¹. Значительно хуже охарактеризованы пласты Ю₁²⁺³ и Ю₃¹⁺². Из пластов Ю₂ и Ю₃³⁺⁴ отобраны только единичные пробы. Достаточно много поверхностных и глубинных проб нефти было отобрано при совместном испытании пластов [4].

Пластовые пробы флюидов отбирались глубинными пробоотборниками типа ВПП-300.

После отбраковки ураганных значений газового фактора меньше 50 м³/т и выше 150 м³/т, по пласту Ю₁ региона I Вахской площади газовый фактор по промысловым замерам изменяется от 52 до 134 м³/т. По пласту Ю₁ региона II Кошильской площади газовый фактор изменяется в диапазоне от 58 до 145 м³/т. Замеры газового фактора однозначно не подтвердили наличие зон повышенного газосодержания. Даже после отбраковки ураганных значений на Кошильской площади, например, имеются значения газового фактора как завышенные, так и заниженные.

С учетом этого рекомендуем параметры пластовой и разгазированной нефти и газа для данного проектного документа принять по аналогии с принятыми и утвержденными в ЦКР (2011 г.) [4] и ГКЗ (2010 г.) [3]. В таблице 1.2 представлены параметры пластовой и разгазированной нефти для каждого объекта Вахского месторождения.

Пластовая нефть горизонта Ю₁ региона I характеризуется следующими свойствами: газовый фактор после однократного разгазирования составил 84,0 м³/т, после ступенчатой сепарации 64,3 м³/т, вязкость в условиях пласта – 0,91 мПа*с, плотность 741,7 кг/м³.

Разгазированная нефть пласта Ю₁ по результатам анализа поверхностных проб и проб после разгазирования глубинных проб этого региона характеризуется параметрами: плотность 845,1 кг/м³, кинематическая вязкость

– 7,12 мм²/с, содержание серы – 0,55 % мас., асфальто-смолистых веществ – 8,81 % мас., парафина – 2,26 % мас., выход светлых фракций до 300 °С составил 51,3 %об. По ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится ко 1 классу и 1 типу.

Таблица 1.2 - Параметры пластовой нефти и разгазированной нефти регионов Вахского месторождения

Наименование	Количество исследованных проб/скважин	Диапазон значений	Средние значения
РЕГИОН I Вахская площадь пласт Ю ₁ ¹ ; Ю ₁ ²⁻³			
Пластовое давление, МПа	87/41	22,2-22,9	22,5
Пластовая температура, °С	83/43	92,0-94,3	93,0
Давление насыщения нефти газом, Мпа	84/43	5,7-12,5	8,4
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	105/59	53,0-131,4	84,0
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	86/43	1,157-1,404	1,275
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, в рабочих условиях, м ³ /т	105/59	39,0-94,6	64,3
Объёмный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	86/43	1,116-1,385	1,231
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	83/41	679,5-799,2	741,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	59/27	0,48-1,40	0,91
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/Мпа*10 ⁻⁴	39/20	11,9-19,9	14,1
Плотность нефти при однократном разгазировании, кг/м ³	105/59	831,0-857,0	845,1
Плотность нефти при дифференциальном разгазировании, кг/м ³	105/59	822,7-847,4	836,0
Плотность газа при однократном разгазировании, кг/м ³	75/40	1,036-1,561	1,324
Плотность газа при ступенчатом разгазировании, кг/м ³	46/24	0,884-1,256	1,093

Продолжение таблицы 1.2

Наименование	Количество исследованных проб/скважин	Диапазон значений	Средние значения
РЕГИОН II Кошильская площадь пласт Ю ₁ ¹ ; Ю ₁ ²⁻³			
Пластовое давление, МПа	12/5	23,7-23,9	23,8
Пластовая температура, °С	12/5	95,5-96,8	96,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	12/5	9,2-12,9	10,2
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	14/6	96,9-135,1	110,1
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	12/5	1,292-1,498	1,356
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, в рабочих условиях, м ³ /т	14/6	81,0-120,0	94,2
Объёмный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	12/5	1,175-1,483	1,277
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	12/5	636,0-746,9	712,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	8/4	0,57-1,07	0,83
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа*10 ⁻⁴	12/5	13,2-22,6	15,9
Плотность нефти при однократном разгазировании, кг/м ³	14/6	833,7-852,0	844,6
Плотность нефти при дифференциальном разгазировании, кг/м ³	14/6	827,0-838,0	832,9
Плотность газа при однократном разгазировании, кг/м ³	12/5	1,124-1,347	1,257
Плотность газа при ступенчатом разгазировании, кг/м ³	12/5	0,938-1,100	1,037

Окончание таблицы 1.2

Наименование	Количество исследованных проб/скважин	Диапазон значений	Средние значения
пласт Ю₂;Ю₃			
Пластовое давление, МПа	15/11	23,1-23,7	23,5
Пластовая температура, °С	15/11	95,6-97,5	96,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	15/11	7,7-9,8	8,9
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	22/15	61,0-91,0	77,0
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	15/11	1,193-1,299	1,249
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, в рабочих условиях, м ³ /т	22/15	48,0-82,2	62,4
Объёмный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	15/11	1,151-1,250	1,207
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	15/11	719,1-785,5	744,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	10/8	0,71-1,22	0,94
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа*10 ⁻⁴	12/8	12,5-16,1	13,9
Плотность нефти при однократном разгазировании, кг/м ³	22/15	838,0-858,0	848,9
Плотность нефти при дифференциальном разгазировании, кг/м ³	22/15	829,6-847,0	839,9
Плотность газа при однократном разгазировании, кг/м ³	13/11	1,186-1,350	1,262
Плотность газа при ступенчатом разгазировании, кг/м ³	12/11	1,005-1,140	1,075

Пластовая нефть горизонта Ю₁ региона II характеризуется параметрами: газовый фактор после однократного разгазирования составил 110,1 м³/т, после ступенчатой сепарации 94,2 м³/т, вязкость в условиях пласта – 0,83 мПа*с, плотность 712,7 кг/м³. Разгазированная нефть пласта Ю₁ по результатам поверхностных проб и проб после разгазирования глубинных проб этого региона характеризуется параметрами: плотность 850,7 кг/м³, вязкость – 8,37 мм²/с, содержание серы – 0,62 %мас, асфальто-смолистых веществ – 9,87 % мас., парафина – 2,31 % мас., выход светлых фракций до 300 °С составил 49,4 % об. По ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится ко 2 классу и 2 типу.

Параметры пластовой нефти для пласта Ю₂ и Ю₃ приняты единые для I и II региона. Пластовая нефть пласта Ю₂ и Ю₃ характеризуется следующими параметрами: газовый фактор после однократного разгазирования составил 77,0 м³/т, после ступенчатой сепарации 62,4 м³/т, вязкость в условиях пласта – 0,94 мПа*с, плотность 744,4 кг/м³. Разгазированная нефть по результатам поверхностных проб и проб после разгазирования глубинных проб этого пласта характеризуется параметрами: плотность 850,0 кг/м³, вязкость – 8,00 мм²/с, содержание серы – 0,53 % мас., асфальто-смолистых веществ – 9,78 % мас., парафина – 2,28 % мас., выход светлых фракций до 300 °С составил 49,7 % об. По ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится ко 1 классу и 1 типу.

Пласт М охарактеризован одной пробой нефти, отобранной с устья скважины № 347Р. Глубинные пробы нефти с этого объекта не отбирались. Для данного проектного документа рекомендуем оставить параметры пластовой и разгазированной нефти принятые в ГКЗ: газовый фактор 62 м³/т; плотность разгазированной нефти – 840,0 кг/м³; объемный коэффициент – 1,282 [3].

Специальные гидрогеологические исследования на месторождении не проводились. Изучались только химический состав и физические свойства пластовых вод продуктивных пластов и апт-альб-сеноманского горизонта, используемого для поддержания пластового давления, отобранных при эксплуатации и на стадии разведки месторождения.

1.5 Запасы нефти и газа

В 2014 году по данным эксплуатационного бурения оперативно пересчитаны запасы нефти по залежам пластов Ю₁¹, Ю₁²⁺³ и Ю₃¹⁺² Кошильской площади Вахского месторождения (протокол Роснедр № 18/540-пр от 19.09.2014 г.)[5].

На Государственном балансе запасы углеводородов Вахского нефтяного месторождения учтены также по шести подсчетным объектам: Ю₁¹, Ю₁²⁺³, Ю₂, Ю₃¹⁺², Ю₃³⁺⁴, М, представленным на двух площадях месторождения: Вахской и

Кошильской. На 01.01.2015 г. в целом запасы Вахского месторождения поставлены на государственный баланс в количестве (геологические/извлекаемые) по категории В+С₁ – 309 864/103 638 тыс. т, по категории С₂ – 7 374/1 987 тыс. т.

Начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти, составляют 21016 млн. м³

Состояние запасов нефти Вахского месторождения на 01.01.2014 г. с учетом запасов утвержденных в ГКЗ при оперативном пересчете в 2014 г. (протокол Роснедр № 18/540-пр от 19.09.2014 г.) представлено в таблице 1.3

Согласно "Классификации запасов нефти и горючих газов..." Вахское месторождение по сложности геологического строения, резкой литологической неоднородности коллекторов относится ко II группе (сложных) месторождений.

Таблица 1.3 - Состояние запасов нефти на 01.01.2014 г.

Пласт	Площадь	Начальные запасы нефти, тыс.тонн Утв.ГКЗ МПР России (протокол №2545 от 19.08.2011 г., протокол №18/540 - пр от 19.09.2014 г)						Начальные запасы нефти, тыс.тонн на государственном балансе на 01.01.2014 г.						Текущие запасы нефти, тыс.тонн на 01.01.2014 г. (с учетом ОПЗ 2014 г.протокол №18/540 - пр от 19.09.2014 г.)					
		Геологические		Извлекаемые		КИН		Геологические		Извлекаемые		КИН		Геологические		Извлекаемые		Текущий КИН, д.ед.	
		A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂	A+B+C ₁	C ₂		
Ю ₁ ¹	Вахская	85318	302	30886	83	0,362	0,275	85318	302	30886	83	0,362	0,275	61802	302	7370	83	0,276	
	Кошильская	9242	563	2895	154	0,311	0,272	9675	-	3012	-	0,311	-	7963	563	1616	154	0,138	
Итого по Ю ₁ ¹		94560	865	33781	237	0,357	0,274	94993	302	33898	83	0,357	0,275	69765	865	8986	237	0,262	
Ю ₁ ²⁺³	Вахская	147833	-	50457	-	0,341	-	147833	-	50457	-	0,341	-	117908	-	20532	-	0,202	
	Кошильская	30911	2902	7457	765	0,241	0,264	26971	4443	6456	1156	0,239	0,260	30390	2902	6936	765	0,017	
Итого по Ю ₁ ²⁺³		178744	2902	57914	765	0,324	0,264	174804	4443	56913	1156	0,326	0,260	148298	2902	27468	765	0,170	
Ю ₂	Вахская	-	44	-	7	-	0,159	-	44	-	7	-	0,159	-	44	-	7	0	
Итого по Ю ₂		-	44	-	7	-	0,159	-	44	-	7	-	0,159	-	44	-	7	0	
Ю ₃ ¹⁺²	Вахская	31837	36	10568	9	0,332	0,250	31837	36	10568	9	0,332	0,250	26231	36	4962	9	0,176	
	Кошильская	2014	1648	669	473	0,332	0,287	838	2005	278	575	0,332	0,287	1993	1648	648	473	0,010	
Итого по Ю ₃ ¹⁺²		33851	1684	11237	482	0,332	0,286	32675	2041	10846	584	0,332	0,286	28224	1684	5610	482	0,166	
Ю ₃ ³⁺⁴	Вахская	2345	273	632	38	0,270	0,139	2345	273	632	38	0,270	0,139	2290	273	577	38	0,023	
	Кошильская	-	1427	-	422	-	0,296	-	1427	-	422	-	0,296	-	1427	-	422	0	
Итого по Ю ₃ ³⁺⁴		2345	1700	632	460	0,270	0,271	2345	1700	632	460	0,270	0,271	2290	1700	577	460	0,023	
М	Кошильская	364	179	74	36	0,203	0,201	364	179	74	36	0,203	0,201	364	179	74	36	0	
Итого по Вахскому месторождению		309864	7374	103638	1987	0,334	0,269	305181	8709	102363	2326	0,335	0,267	248941	7374	42715	1987	0,197	

2 Технологическая и специальная часть

2.1 Проектные показатели разработки месторождения

Пересчет запасов Вахского месторождения в 2011 г. послужил основанием для выполнения в 2011 г. проектного документа «Дополнение к проекту разработки Вахского месторождения» (протокол № 5335 от 29.12.2011 г.) который на настоящий момент является действующим проектным документом, с утвержденным 3 вариантом и основными положениями и технологическими показателями [6]:

Проектные максимальные уровни:

- добычи нефти - 1669 тыс. т (2019 г.)
- добычи жидкости - 10718 тыс. т (2028 г.)
- закачки воды - 11285 тыс. м³ (2028 г.)
- добычи растворенного газа - 121 млн. м³ (2019 г.).

Использование растворенного газа – 95 % с 2016 года по рекомендации Минэнерго.

Выделено шесть объектов разработки:

- Ю₁¹, Ю₁²⁺³, Ю₂, Ю₃¹⁺², Ю₃³⁺⁴, М;
- система размещения скважин - очагово-избирательная на всех объектах.

На Кошильской освоенной западной части площади в неохваченных бурением зонах предполагается использовать избирательную систему размещения скважин.

- фонд скважин для бурения - 202 скважины, в т. ч. 161-добывающих, 41 - нагнетательных, бурение 27 БС и шести ГБС.

- общий фонд скважин - 1546, в т. ч. добывающих - 643, нагнетательных - 369, в консервации - 149. пьезометрических - 127, наблюдательных – 11, водозаборных -41, ожидающих ликвидацию - 88, ликвидированных - 118;

- достижение КИН по категории АВС₁ - 0,335, в том числе по объектам:

Объекты	КИН	Кохв	Квыт
Ю ₁ ¹	0,358	0,688	0,520
Ю ₁ ²⁺³	0,324	0,790	0,410
Ю ₃ ¹⁺²	0,332	0,738	0,450
Ю ₃ ³⁺⁴	0,270	0,643	0,420
М	0,203	0,615	0,330

В том числе по распределенному участку недр основные положения и технологические показатели:

Система размещения скважин - очагово-избирательная на всех объектах.

На Кошильской площади освоенной западной части в неохваченных бурением зонах предложено использовать избирательную систему размещения скважин.

- фонд скважин для бурения - 200 скважин, в т. ч. 159 - добывающих, 41 - нагнетательных, бурение 27 БС и шести ГБС.

- общий фонд скважин - 1544, в т. ч. добывающих - 641. нагнетательных - 369, в консервации - 149, пьезометрических - 127, наблюдательных - 11, водозаборных - 41, ожидающих ликвидацию - 88, ликвидированных - 118.

- достижение КИН по категории АВС₁ - 0,335. в том числе по объектам:

Объекты	КИН	К _{охв}	К _{выт}
Ю ₁ ¹	0,359	0,690	0,520
Ю ₁ ²⁺³	0,324	0,790	0,410
Ю ₃ ¹⁺²	0,332	0,738	0,450
Ю ₃ ³⁺⁴	0,270	0,643	0,420
М	0,203	0,615	0,330

В том числе по недропользователю ОАО «Томснефть» ВНК (Вахский ЛУ и Кондаковский ЛУ) основные положения и технологические показатели:

Проектные максимальные уровни:

- добычи нефти - 1620 тыс. т (2019 г.)
- добычи жидкости - 10630 тыс. т (2028 г.)
- закачки воды - 11285 тыс. м³ (2028 г.)
- добыча растворенного газа - 117 млн. м³ (2019 г.)
- выделение шести объектов разработки: Ю₁¹, Ю₁²⁺³, Ю₂, Ю₃¹⁺², Ю₃³⁺⁴, М;
- система размещения скважин - очагово-избирательная на всех объектах.

На Кошильской освоенной западной части площади в неохваченных бурением

зонах предложено использовать избирательную систему размещения скважин. В восточной части Кошильской площади – бурение скважин по обращенной 9-ти точечной системе размещения скважин, на участках совпадения объектов Ю₁¹ и Ю₁²⁺³ скважины перфорируются на оба объекта;

- фонд скважин для бурения - 196 скважин, в т. ч. 155 - добывающих, 41 – нагнетательных, бурение 27 БС и шести ГБС.

- общий фонд скважин – 1540, в т. ч. добывающих - 637 , нагнетательных – 369, в консервации - 149, пьезометрических - 127, наблюдательных - 11, водозаборных - 41, ожидающих ликвидации - 88, ликвидированных - 118.

- достижение КИН по категории АВС₁ - 0,329, в том числе по объектам:

Объекты	КИН	К _{охв}	К _{выт}
Ю ₁ ¹	0,341	0,656	0,520
Ю ₁ ²⁺³	0,340	0,829	0,410
Ю ₃ ¹⁺²	0,332	0,738	0,450
Ю ₃ ³⁻⁴	0,270	0,643	0,420
М	0,203	0,615	0,330

В том числе по недропользователю ООО «СН-Нижневартовск» (Максимкинский ЛУ) основные положения и технологические показатели:

Проектные максимальные уровни:

- добычи нефти - 35 тыс. т (2021 г.)

- добычи жидкости - 45 тыс. т (2021 г.)

- закачки воды - 0 тыс. м³

- добыча растворенного газа - 2,2 млн. м³ (2021 г.).

- использование растворенного газа – 95 % с 2020 г. (год ввода в разработку);

- выделение двух объектов разработки - Ю₁¹ и Ю₁²⁺³;

- система размещения скважин - избирательная;

- фонд скважин для бурения - 4 добывающих;

- общий фонд скважин – 4 добывающих;

- достижение КИН по категории АВС₁ - 0,334, К_{выт} - 0,450, К_{охв} - 0,742.

Согласовать программу исследовательских работ (в том числе доразведки).

ОАО «Томскнефть» ВНК», ООО «Славнефть-Нижневартовск» основные положения:

- выполнить программу исследовательских работ (в том числе доразведки) в полном объеме и в установленные сроки;
- вскрытие пластов производить при нулевом скин-факторе;
- обеспечить научное сопровождение разработки месторождения (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 - История проектирования разработки Вахского месторождения в целом

2.2 Характеристика текущего состояния разработки Вахского месторождения

Вахское нефтяное месторождение открыто в 1965 году. Месторождение разрабатывается с 1976 года с наиболее крупного по площади Вахского участка, расположенного на территории Тюменской области. Южная часть Вахского участка, расположенная в Томской области разрабатывается с 1984 года, разработка Кошильской площади началась с 1988 года.

В настоящее время Вахское месторождение полностью разбурено эксплуатационной сеткой скважин и на данном этапе развития месторождение

делится на Вахскую и Кошильскую площади, разделенные глубинным тектоническим разломом, четко фиксируемым по сейсмическим данным.

Динамика основных показателей разработки по годам Вахского месторождения представлена на рисунке 2.2.

На Вахском месторождении по состоянию на 01.01.2014 год накопленная добыча нефти и жидкости составила 60923 тыс. т и 133454 тыс. т. Что составляет 58,8 % от утвержденных начальных извлекаемых запасов (103638 тыс. т). Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,197 д. ед. Водонефтяной фактор – 1,19 д. ед. Годовая обводненность равна 82 %. Накопленная закачка воды составляет 201317 тыс. м³. Накопленная и текущая компенсация отбора равна 124 % и 90 % соответственно.

На 01.01.2014 год на Вахском месторождении пробурено 1389 скважин, из них добывающих - 1260, нагнетательных - 82 и водозаборных - 47. На дату анализа на месторождении под закачку переведено 330 добывающих скважин, а также четыре добывающих скважины в поглощающий фонд и три в водозаборный фонд. Из нагнетательного фонда переведено в добывающий 11 скважин, а также одна скважина выбыла в водозаборный фонд. Таким образом по состоянию на 01.01.2014 год (на конец 2013 года) всего добывающий фонд скважин составляет 933 ед., нагнетательный - 400 ед., поглощающий - 4 ед. и водозаборный - 52 ед. (рисунок 2.3).

За всю историю разработки максимальный фонд действующих добывающих скважин был достигнут в 1990 году (651 ед.), который в последующее десятилетний период сократился почти в двое, составив 294 ед. в 2000 году. На конец 2014 года он составил 380 скважин.

Основная доля добычи нефти приходится на Тюменскую область и составляет 99 % от всей добычи. Томская область намного меньше по площади, поэтому основная доля фонда 98 % расположена тоже в Тюменской области.

Вахское месторождение, расположенное на территории Тюменской области состоит из Вахской и Кошильской площадей и разрабатывается объектами: Ю₁¹, Ю₁²⁺³, Ю₃¹⁺², Ю₃³⁺⁴.

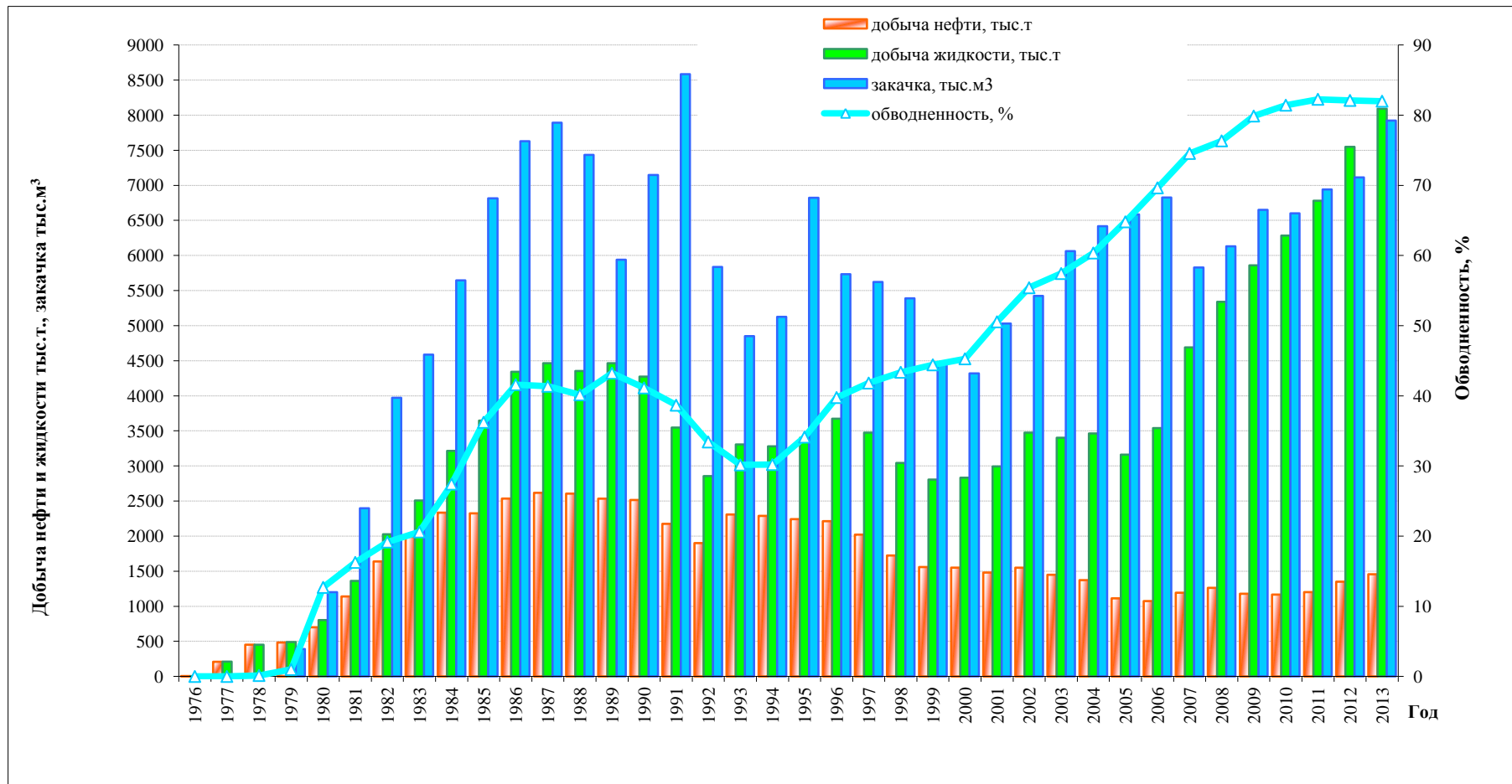


Рисунок 2.2 – Динамика основных показателей разработки Вахского месторождения

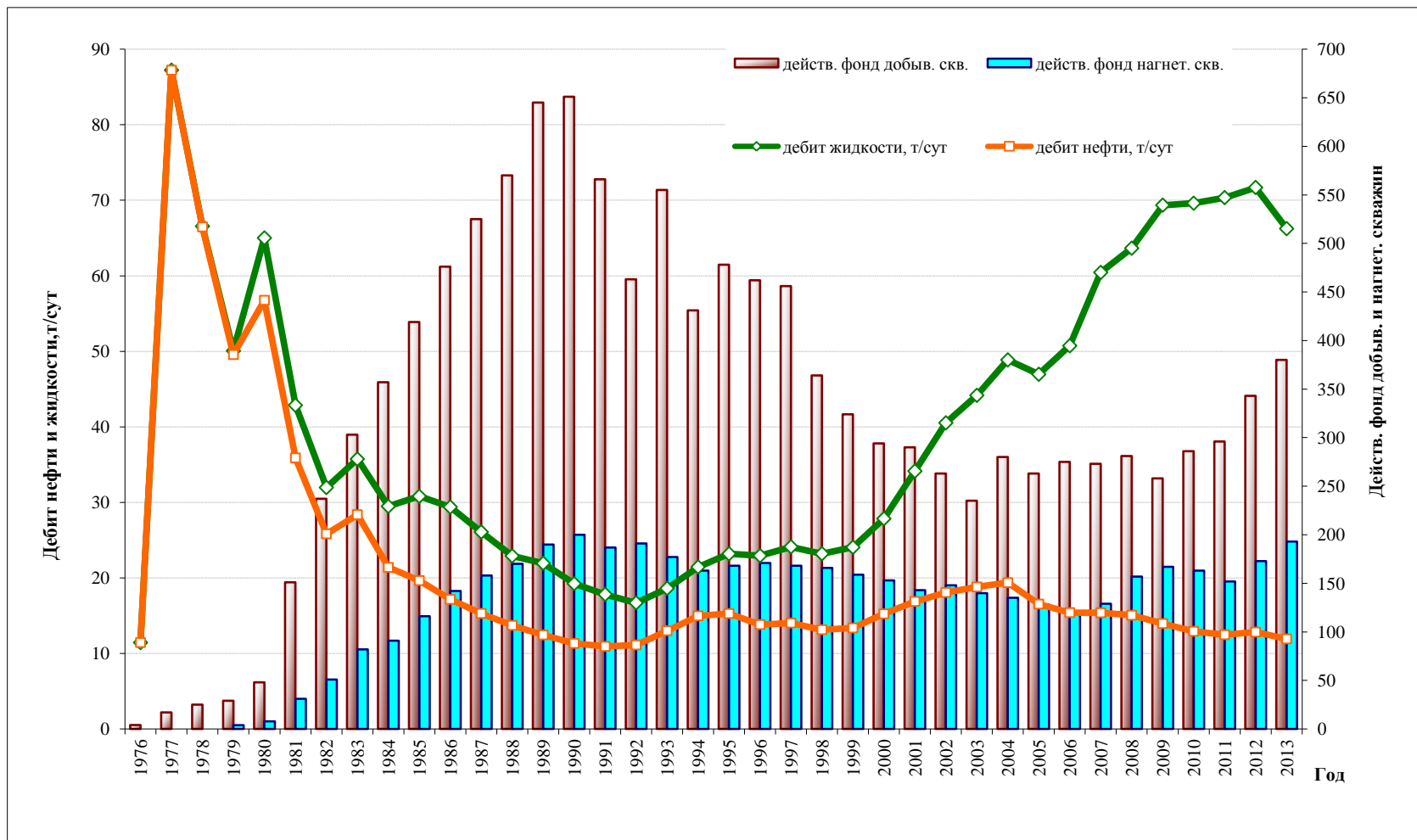


Рисунок 2.3 – Динамика фонда скважин Вахского месторождения

Пласт М, расположенный на Кошильской площади в разработку не введен. Южная часть Вахской площади, расположенная в Томской области разрабатывается только объектом Ю₁¹. Основные показатели состояния разработки на 01.01.2014 год по объектам, площадям, областям и в целом по месторождению представлены в таблице 2.1.

Вахское месторождение находится на третьей стадии разработки. Наблюдается значительное снижение уровня добычи нефти с 1991 года. А также стремительный рост обводненности с 1995 года.

Максимальные отборы нефти по месторождению достигались в период 1986-1990 гг. и составляли порядка 2,6 млн. т в год. Третья стадия разработки месторождения началась по мере отбора 25,9 % от начальных извлекаемых запасов. В последующем, добыча нефти постепенно снижалась, затем, благодаря широкомасштабным эффективным работам по ГРП, в 1993 г. добыча нефти возросла до 2308 тыс. т и держалась практически стабильной на уровне 2289-2213 тыс. т в течение последующих трех лет (1994-96 гг.). Затем наблюдается постепенный спад добычи нефти до 1074 тыс. т в 2006 год. Благодаря проведенным ГТМ (наибольшая доля - 67 % дополнительной добычи нефти приходится на ГРП и 17 % - на БС) в 2006-2008 гг. удается поднять уровень добычи нефти в 2008 году до 1263 тыс. т, что практически соответствует проектному уровню добычи нефти (1285,5 тыс. т).

В последующие годы наблюдается падение добычи нефти. В 2010 г. фактическая добыча нефти меньше проектного уровня на 28 %.

С 2011 по 2013 гг. благодаря проведенным ГТМ и бурению новых скважин наблюдается постепенный рост добычи нефти до 1456,5 тыс. т в 2013 году, превышая проектный уровень на 10 %. Годовая добыча и жидкости за 2013 год составила 8091 тыс. т.

Таблица 2.1 - Основные показатели разработки на 01.01.2014 год по объектам, в целом по месторождению по площадям и областям

Показатели	Объекты разработки				Итого по месторождению	Тюменская область	Томская область	Вахская площадь	Кошильская площадь
	Ю ₁ ¹	Ю ₁ ²⁺³	Ю ₃ ¹⁺²	Ю ₃ ³⁺⁴					
Добыча нефти (за 2013 г.), тыс. т	456,8	846,8	151,0	1,9	1456,5	1421,1	35,4	1257,7	198,8
Нак. добыча нефти, тыс. т	24795	30446	5627	55	60923	60053	870	59102	1821
Добыча жидкости (за 2013 г.), тыс. т	3047,1	4446,3	591,2	6,0	8090,6	7965,0	125,6	7232,6	858,0
Нак. доб. жидкости, тыс. т	61285	61327	10763	79	133454	132030	1424	127996	5458
Обводненность, %	85,0	81,0	74,5	68,0	82,0	82,2	71,8	82,6	76,8
Дебит нефти, т/сут	8,4	9,4	8,7	3,4	11,9	11,8	20,6	11,8	13,2
Дебит жидкости, т/сут	56,3	49,6	33,9	10,7	66,2	66,1	73,1	67,6	56,8
Годовая закачка воды, тыс. м ³	2574,7	4697,0	649,5	3,1	7924,4	7873,3	51,1	7108,6	815,8
Нак. закачка воды, тыс. м ³	79382	104197	17596	142	201317	197098	4219	195277	6040
Компенсация отбора тек., %	78,8	96,7	98,8	45,3	90,2	91,1	35,9	90,9	84,7
Компенсация отбора нак., %	108,5	137,0	133,1	137,2	123,9	122,7	229,8	125,5	94,1
Приемистость нагн. скв., м ³ /сут	90,4	101,2	73,6	8,7	123,9	123,8	142,4	123,8	125,0
Кэф.эксплуат. добыв. скв.	0,933	0,942	0,938	0,968	0,937	0,937	0,915	0,935	0,942
Кэф.эксплуат. нагнет. скв.	0,978	0,976	0,978	0,980	0,977	0,977	0,982	0,977	0,971
Добыча газа (за 2013 г.), млн. м ³ /год	34	63	10	0,1	107	104	3	92	15
Нак. добыча газа, млн. м ³ /год	2036	2683	455	4	5178	5110	68	5027	151

Вся добыча нефти на сегодня осуществляется механизированным способом и только две скважины №№ 1058 и 2030 работают на фонтане. Средний дебит нефти и жидкости по месторождению составляет 12 т/сут и 66 т/сут, приемистость нагнетательной скважины равна 124 м³/сут).

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в юрских отложениях (горизонты Ю₁, Ю₂, Ю₃) и породах палеозоя (пласт М).

По объектам разработки значения накопленной добыча нефти на 01.01.2014 год распределились следующим образом рисунок 2.4:

- Ю₁¹ - 24795 тыс. т (41 %);
- Ю₁²⁺³ - 30446 тыс. т (50 %);
- Ю₃¹⁺² - 5627 тыс. т (9 %);
- Ю₃³⁺⁴ - 55 тыс. т (0,1 %);

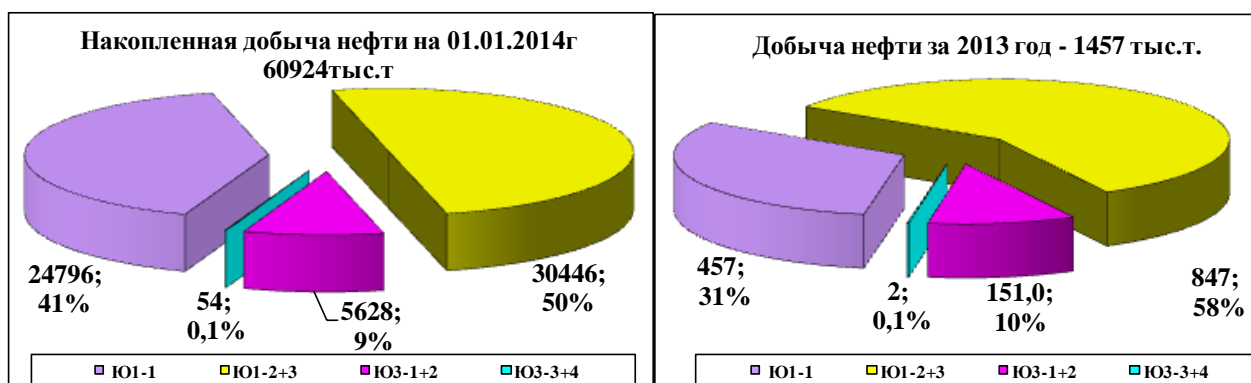


Рисунок 2.4 - Распределение значений накопленной и годовой добычи нефти на 01.01.2014 г.

Годовая добыча нефти по объектам за 2013 год распределилась следующим образом:

- Ю₁¹ - 457 тыс. т (31 %), максимальный отбор - 1679 тыс. т (1984 год);
- Ю₁²⁺³ - 847 тыс. т (58 %), максимальный отбор - 1589 тыс. т (1988 год);
- Ю₃¹⁺² - 151 тыс. т (10 %), максимальный отбор - 385 тыс. т (1995 год);
- Ю₃³⁺⁴ - 2 тыс. т (0,1 %), максимальный отбор - 6 тыс. т (2009 год).

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод, что основными объектами разработки являются объекты Ю₁¹ и Ю₁²⁺³. Так как основная доля

годовой (31 % и 58 %) и накопленной добычи (41 % и 50 %), а также остаточных извлекаемых запасов (21 % и 63 %) приходится на эти объекты.

2.3 Анализ показателей работы фонда скважин

На 01.01.2014 год (на конец 2013 года) всего добывающий фонд скважин Вахского месторождения в целом составляет 933 ед., нагнетательный - 400 ед., поглощающий - 4 ед. и водозаборный - 52 ед. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по месторождению составляет 1:2,3.

Основная часть фонда 90 % (1251 скважина) сосредоточена на Вахской площади месторождения, а на Кошильской площади расположены оставшиеся 10 % фонда (138 скв.). На этих двух площадях числится 54 и 21 скважина разведочного фонда. Всего добывающий фонд скважин составляет по площадям 836 и 97 скважины, нагнетательный соответственно 368 и 32 скважины.

Характеристика фонда скважин по месторождению и по площадям на 01.01.2014 г. приведена в таблице 2.2. На рисунке 2.5 представлен добывающий и нагнетательный фонд скважин.

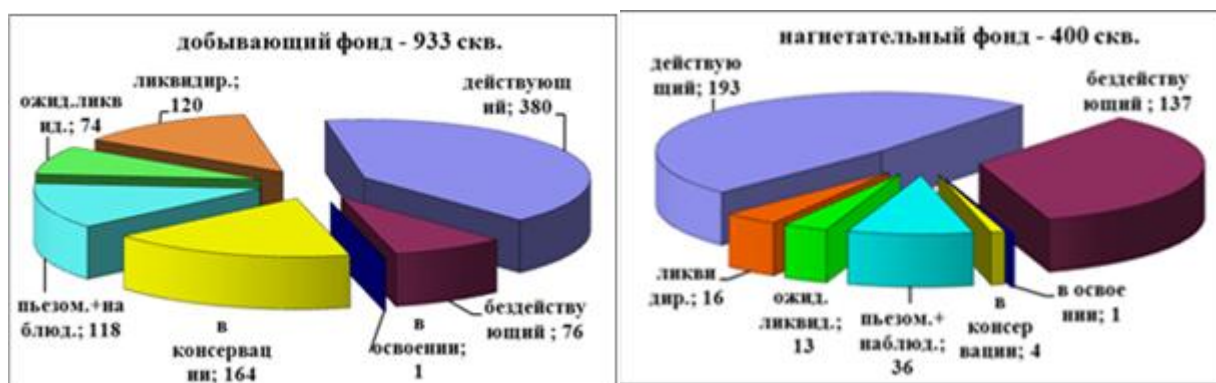


Рисунок 2.5- Структура добывающего и нагнетательного фонда скважин на 01.01.2014 год по Вахскому месторождению

Скважины объектов разработки Ю₁¹, Ю₁²⁺³ и Ю₃¹⁺² пробурены на Вахской и Кошильской площадях. А скважины объекта Ю₃³⁺⁴ пробурены только на Вахской площади. Разбуривание объекта Ю₃¹⁺² на Кошильской площади

началась с ноября 2011 года скважиной № 14.

Эксплуатационный фонд Вахского месторождения (действующий, бездействующий и в освоении) добывающих скважин (457 ед.) составляет 49 % от всего добывающего фонда скважин (933 ед.). Эксплуатационный фонд добывающих скважин (408 ед.) на Вахской площади составляет 49 % от всего добывающего фонда скважин (836 ед.). На Кошильской площади эксплуатационный фонд скважин (49 ед.) составляет 51 %. Если рассмотреть содержание эксплуатационного фонда добывающих скважин по объектам, то наибольшее количество скважин находится на основных объектах разработки Ю₁¹ (197 ед.) и Ю₁²⁺³ (323 ед.), остальные скважины на Ю₃¹⁺² (62 ед.) и Ю₃³⁺⁴ (3 ед.).

На месторождении добыча нефти ведется из 380 скважин, из них работают на ЭЦН - 376 ед., ШГН - 2 ед. (№ 1432, № 1266), фонтанным способом – 2 ед. (№ 1058, № 2030).

В бездействующем добывающем фонде находится 76 скважин, причем половина это скважины находящиеся в бездействии с прошлых лет (37 ед.).

Основные причины бездействия это малодобитность, обводненность, аварийное состояние скважины и ожидание работ по подземному или капитальному ремонту. Коэффициент использования добывающих скважин равен 0,832 д. ед.

Таблица 2.2 - Характеристика фонда скважин Вахского месторождения в целом, по областям и площадям на 01.01.2014 г

Кат его рия	Характеристика фонда скважин	Вахское месторождение				ИТОГО
		Вахская площадь	Кошпильская площадь	Томская область	Тюменская область	
1	2	3	4	5	6	7
Добывающие	Пробурено	1138	122	28	1232	1260
	Приобщено	-	-	-	-	-
	Возвращено с других горизонтов	-	-	-	-	-
	Переведены из нагнетательных	10	1	0	11	11
	ВСЕГО	1148 (203*+3**+1***)	123 (12*)	28	1243 (215*+3**+1***)	1271 (215*+3**+1***)
	ВСЕГО за декабрь 2013года	836 (203*+3**+1***)	97 (12*)	23	910 (215*+3**+1***)	933 (215*+3**+1***)
	Действующие	332 (99*+1**)	48 (10*)	5	375 (109*+1**)	380 (109*+1**)
	из них: Фонт.	2 (1*)	0	0	2 (1*)	2 (1*)
	ШГН	1	1 (1*)	0	2 (1*)	2 (1*)
	ЭЦН	329 (98*+1**)	47 (9*)	5	371 (107*+1**)	376 (107*+1**)
	Бездействующие	76 (11*+1**+1***)	0	2	74 (11*+1**+1***)	76 (11*+1**+1***)
	В освоении после бурения	0	1	0	1	1
	В консервации	151 (28*+1**)	13	5	159 (28*+1**)	164 (28*+1**)
	Пьезометрические	95 (16*)	13 (1*)	2	106 (17*)	108 (17*)
	Наблюдательные	10 (6*)	0	1	9 (6*)	10 (6*)
	Переведены под закачку	305	25	5	325	330
	Переведены на другие гориз.	-	-	-	-	-
	Переведены в другой фонд	7	1	0	8	8
В ожидании ликвидации	72 (21*)	2	3	71 (21*)	74 (21*)	
Ликвидированные	100 (22*)	20 (1*)	5	115 (23*)	120 (23*)	
Нагнетательные	Пробурено	74	8	4	78	82
	Приобщено	-	-	-	-	-
	Возвращено с других горизонтов	-	-	-	-	-
	Переведены из добывающих	305	25	5	325	330
	ВСЕГО	379 (70*+3**)	33 (6*)	9	403 (76*+3**)	412 (76*+3**)
	ВСЕГО за декабрь 2013года	368 (70*+3**)	32 (6*)	9	391 (76*+3**)	400 (76*+3**)
	Под закачкой	173 (52*+2**)	20 (4*)	1	192 (56*+2**)	193 (56*+2**)
	Бездействующие	131 (15*+1**)	6 (2*)	6	131 (17*+1**)	137 (17*+1**)
	В освоении	0	1	0	0	1
	В консервации	1	3	0	4	4
	Пьезометрические	34 (1*)	0	1	33 (1*)	34 (1*)
	Наблюдательные	2	0	0	2	2
	В отработке на нефть	10	1	0	11	11
	Переведены на другие гориз.	-	-	-	-	-
Переведены в другой фонд	1	0	0	1	1	
В ожидании ликвидации	12 (2*)	1	0	12 (2*)	13 (2*)	
Ликвидированные	15	1	1	15	16	
Волозаборные	Пробурено	39	8	0	47	47
	Переведены из другого фонда	4	1	0	5	5
	ВСЕГО	43	9	0	52	52
	из них: действующие	12	1	0	13	13
	бездействующие	20	0	0	20	20
	в освоении	1	8	0	9	9
	ликвидированные	9	0	0	9	9
пьезометрические	1	0	0	1	1	
Поглощающие	Пробурено	0	0	0	0	0
	Переведены из другого фонда	4	0	0	4	4
	ВСЕГО	4	0	0	4	4
	из них: бездействующие	2	0	0	2	2
	в консервации	2	0	0	2	2

Примечание: * - количество скважин совместно работающих на два объекта
 ** - количество скважин совместно работающих на три объекта
 *** - количество скважин совместно работающих на четыре объекта

2.4 Анализ системы поддержания пластового давления

Вахское месторождение введено в разработку в 1976 году, спустя три года в 1979 году на месторождение введено ППД. Отбор от начальных извлекаемых запасов на 1979 года составлял 1 %. Основными объектами разработки являются – Ю₁¹, Ю₁²⁺³ и Ю₃¹⁺². Объект Ю₃³⁺⁴ отнесен к возвратному. С начала разработки закачено 201317 тыс. м³, накопленная компенсация составила 124 %. За период разработки в реализации системы заводнения участвовали 419 скважин. На 01.01.2014 года закачка производится в 193 скважинах, из них на объект Ю₁¹ работают 88, на объект Ю₁²⁺³ – 140, на объект Ю₃¹⁺² – 24, на объект Ю₃³⁺⁴ – 1. Средняя приемистость действующих нагнетательных скважин составила 124 м³/сут. Соотношение действующих добывающих и действующих нагнетательных скважин составило, в целом по месторождению – 2:1. Пластовое давление на 01.01.2014 г. на всех объектах разработки, кроме Ю₃³⁺⁴, ниже первоначального давления.

На дату анализа систему ППД на Вахском месторождении можно охарактеризовать как разбалансированную, так как до конца не реализованы изложенные в предыдущих проектных документах (до 2010 г.) принципы формирования систем заводнения на объектах. В восточной части Кошильской площади – бурение по обращенной 9-ти точечной системе размещения скважин, на участках совпадения объектов Ю₁¹ и Ю₁²⁺³ скважины эксплуатация на оба объекта.

В целом по текущему состоянию ППД можно сказать следующее:

- месторождение разрабатывается по очагово-избирательной системе;
- за годы активной эксплуатации залежей, прошедших со времени принятия решения о реорганизации системы воздействия, в результате избирательной промывки существенно изменилось положение фронтов закачиваемых и законтурных вод, претерпел количественные и качественные изменения фонд добывающих скважин;

– частая смена системы воздействия негативно сказывалась на добыче, уровни которой с каждой сменой становились менее зависимыми от уровней закачки;

– вследствие работы большого числа нагнетательных скважин на два и более пласта, возможность регулирования закачки в таких скважинах значительно затрудняется;

– по объектам выявлена не производительная закачка, с помощью анализа по материальному балансу, это связано как с заколонными перетоками, так и с законтурной областью и влиянием неоднородности;

– для окончательного формирования проектной системы ППД в первую очередь необходимо решить проблемы с добывающим фондом. Для этого вывести скважины высокообводненного фонда из бездействия, предварительно проведя исследования на источник обводнения и техническое состояние эксплуатационной колонны, в случае необходимости провести изоляционные работы, исследовать скважины на предмет остаточной нефтенасыщенности и другие мероприятия. На объектах разработки составить программу ГТМ направленную на выравнивание пластового давления в зоне отборов и стабилизации компенсации в районе 100 %.

2.5 Анализ причин обводненности скважинной продукции

Анализ причин обводненности добывающего фонда скважин Вахского месторождения проводился на основе анализа диагностического графика зависимости водонефтяного фактора и его производной от времени.

Методика разработана путем систематического изучения числовых моделей, описывающих состояние скважины во время добычи. Выделяется три основных процесса, вносящих наибольший вклад в характеристику работы фонда:

1) конусообразование, вызванное движением ВНК (в случае наличия подошвенных вод), либо прорывом воды по высокопроницаемому пропластку с

последующим снижением нефтенасыщенности по другим горизонтам в призабойной зоне;

2) обводнение скважины по высокопроницаемым пропласткам, наиболее актуально в случае одновременной эксплуатации нескольких пластов или пластов с высокой неоднородностью по проницаемости;

3) проблемы в прискважинной зоне связанные с негерметичностью обсадной колонны или пакера, а также низкое качество цемента, приводящее к перетокам из водоносных горизонтов.

2.6 Анализ эффективности методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи пластов

Для повышения эффективности выработки запасов нефти Вахского месторождения применяются различные методы интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. Основными мероприятиями по интенсификации притока добывающих скважин являются: гидравлический разрыв пласта (ГРП), перфорационные методы (дострел, перестрел, приобщение), методы депрессий (метод глубоких депрессий (МГД), вибрационное воздействие, изоляционные методы, а также обработки химреагентами (соляно- и глинокислотные обработки, воздействие ПАВ и др.). С 2006 г. одним из перспективных направлений стало бурение вторых стволов из скважин, эксплуатация которых была прекращена из за высокой обводненности или аварии. Также проводились работы по выравниванию фронта вытеснения с применением потокоотклоняющих составов [9].

В общей сложности на скважинах Вахского месторождения за период разработки 2000-2013 гг. проведено 1629 скважино-операций различных видов ГТМ и МУН в 654 скважинах.

На рисунке 2.6 представлено распределение всех видов ГТМ и МУН проведенных за рассматриваемый период разработки на Вахском месторождении. Как можно заметить, основным методом является ГРП, доля

которого составляет 32,3% от всех скважино-операций.

В целом по Вахскому месторождению по всем методам увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока дополнительная добыча составила 7143,4 тыс.т. На рисунке 2.7 представлено распределение дополнительной добычи нефти по мероприятиям по состоянию на 01.01.2014 год. Можно отметить, что практически 90% (6215,4 тыс.т) от всей дополнительно добытой нефти полученной за счет проведения геолого-технических мероприятий приходится на ГРП и ЗБС [10].

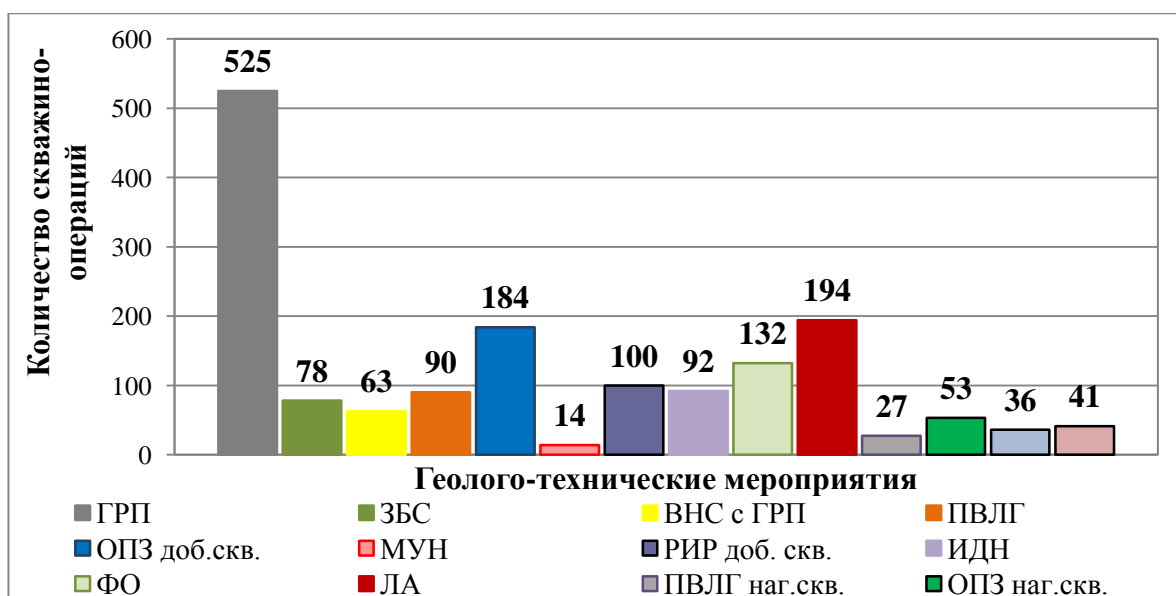


Рисунок 2.6 – ГТМ и МУН проведенные на Вахском месторождении за период 2000-2013 гг.

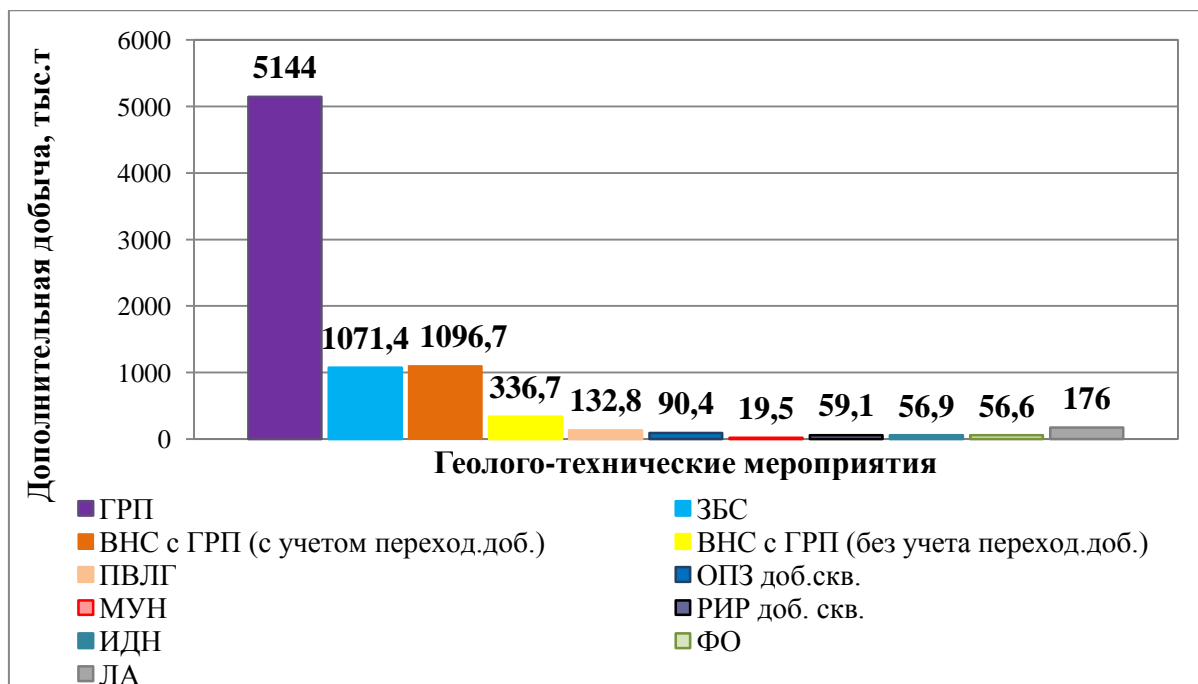


Рисунок 2.7 – Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на Вахском месторождении за период 2000-2013 гг.

На рисунке 2.8 показана удельная дополнительная добыча нефти по видам ГТМ на одну успешную скважино-операцию. Наибольшие показатели получены также на ГРП и ЗБС.

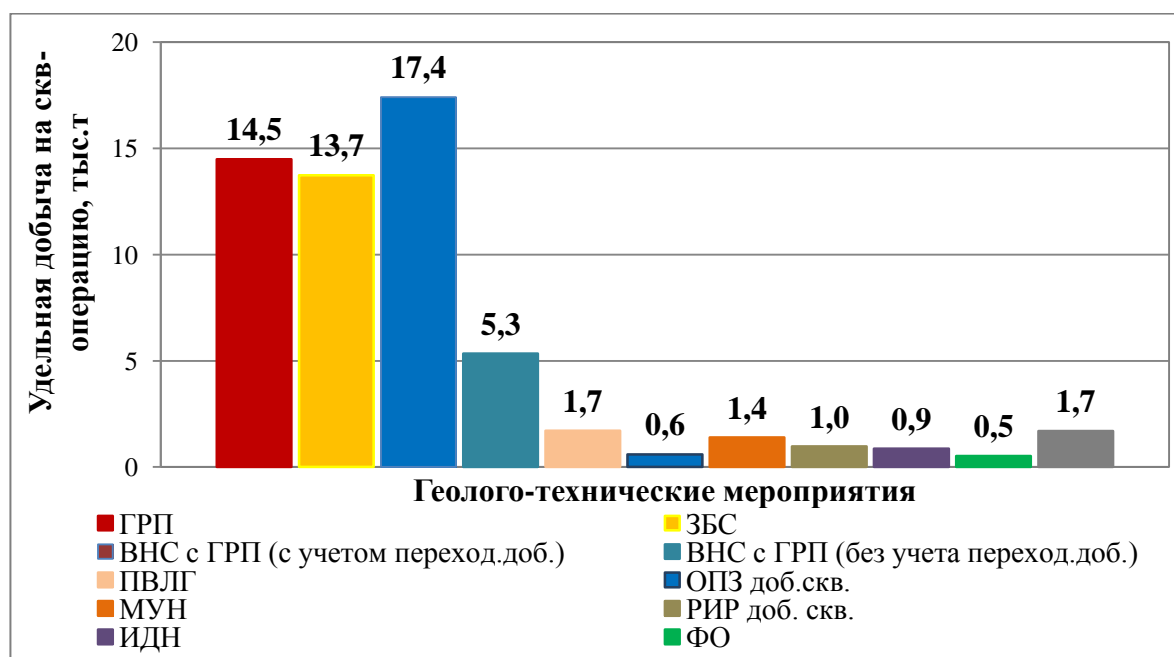


Рисунок 2.8 – Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на Вахском месторождении на одну скважино-операцию

2.7 Анализ выработки запасов нефти объектов Вахского месторождения

Эффективность системы разработки нефтяного месторождения с заводнением, каковым является Вахское, во многом определяется полнотой вовлечения в разработку промышленных запасов нефти и характером их выработки. От этого зависят как темпы добычи, так и полнота извлечения нефти из недр.

О состоянии выработки запасов нефти Вахского месторождения можно судить по степени вовлеченности промышленных извлекаемых запасов в разработку, динамике темпа отбора, текущему коэффициенту нефтеотдачи и коэффициенту охвата воздействием на залежь нагнетания воды, который можно оценить по изменению дебитов и условиям эксплуатации скважин на рассматриваемых участках.

В настоящее время на месторождении в разработке находятся 4 объекта: $Ю_1^1$, $Ю_1^{2+3}$, $Ю_3^{1+2}$ и $Ю_3^{3+4}$.

Общий объем геологических запасов по категории В+С₁, числящихся на государственном балансе на 01.01.2014 г., составляет 309864 тыс.т, извлекаемых – 103638 тыс.т, утвержденный КИН равен 0,334 доли ед. Основной объем запасов нефти Вахского месторождения сосредоточен в пластах васюганской свиты, то есть в объектах разработки $Ю_1^1$ и $Ю_1^{2+3}$ (88 %). Объект $Ю_3^{3+4}$ характеризуются небольшим объемом и низкой удельной плотностью запасов нефти, в связи, с чем отнесен к возвратному и разрабатывается только совместным фондом.

Максимальный уровень добычи нефти по Вахскому месторождению достигнут в 1987 г. и составил 2618 тыс.т, чему способствует интенсивное разбуривание восточной и северной частей месторождения в этот период, а также вовлечение в разработку в 1987 г. третьего по величине запасов объекта $Ю_3^{1+2}$.

С 1991 года фиксируется падение суммарной добычи нефти и жидкости в

целом по месторождению, а обводненность продукции даже немного снижается. Показательно, что годовая закачка в этом же году является максимальной за весь период разработки. Такая ситуация явилась следствием значительного сокращения действующего добывающего фонда скважин в данный период, при практически неизменном нагнетательном фонде. Очевидно, что вследствие происходит значительная перекомпенсация отборов жидкости закачкой.

В 1993 году, благодаря широкомасштабным эффективным работам по гидроразрыву пластов добыча нефти возросла и даже превысила уровень 1991 года. В течение двух лет (1993-1994 гг.) она оставалась практически стабильной. В то же время низкодебитные и высокообводненные скважины начинают активно выводиться в бездействующий фонд. В результате остановки добывающих скважин удается замедлить и даже на некоторое время (1991-1994 гг.) снизить обводненность. Благодаря проводимым мероприятиям в период 1993-1994 годы текущее состояние разработки значительно улучшается.

Начиная с 1996 года, происходит постепенное снижение уровня добычи нефти и рост обводненности. Одной из главных причин является недостаточная работа с бездействующим фондом, доля которого на месторождении все увеличивается, а также достаточно быстрый рост обводненности продукции. В 2007-2008 году удалось остановить падение добычи нефти и даже немного увеличить ее за счет проведения эффективных ГТМ, таких как ГРП, доп. перфорация, ЗБС и т. д. Тем не менее, остановить рост обводненности не удалось.

Накопленная добыча нефти в целом по Вахскому месторождению на 01.01.2014 г. составляет 60923 тыс.т, текущий КИН по категории В+С1 равен 0,197 д.ед. Отбор от начальных извлекаемых запасов – 58,8 % при обводненности продукции в 82 %, что, несомненно, свидетельствует о неблагоприятном состоянии выработки запасов нефти на месторождении. Для достижения проектной величины коэффициента нефтеизвлечения необходимо отобрать еще 42715 тыс.т нефти, что составляет 41,2 % от объема начальных

извлекаемых запасов категорий В+С₁ по месторождению. На одну действующую добывающую скважину приходится порядка 112,4 тыс.т нефти. Кратность извлекаемых запасов нефти при данных условиях разработки составит 29,3 лет.

Наглядно состояние выработки запасов нефти представлено на рисунках 2.9 и 2.10.

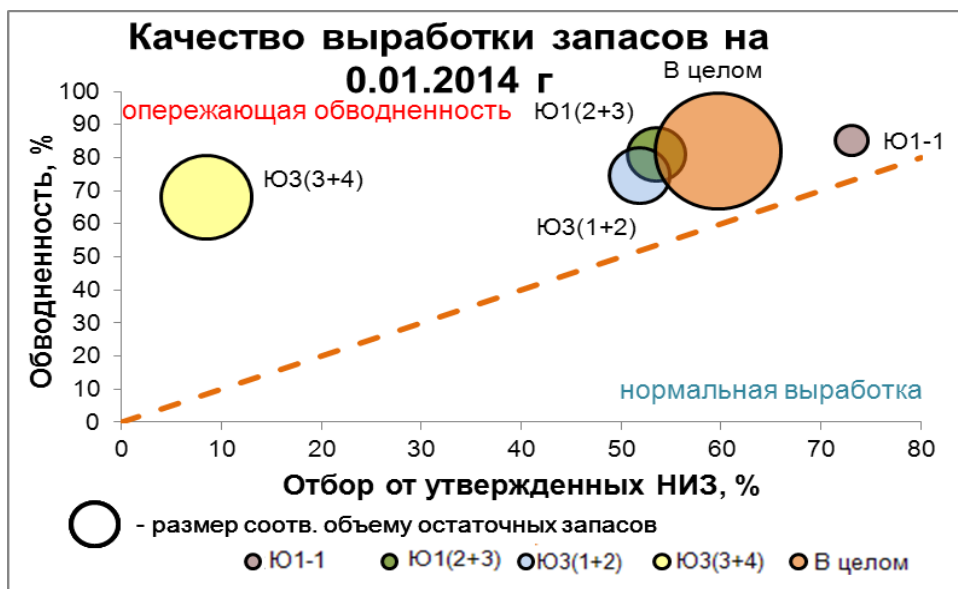


Рисунок 2.9 - Качество выработки запасов нефти на 01.01.2014 г. по объектам Вахского месторождения

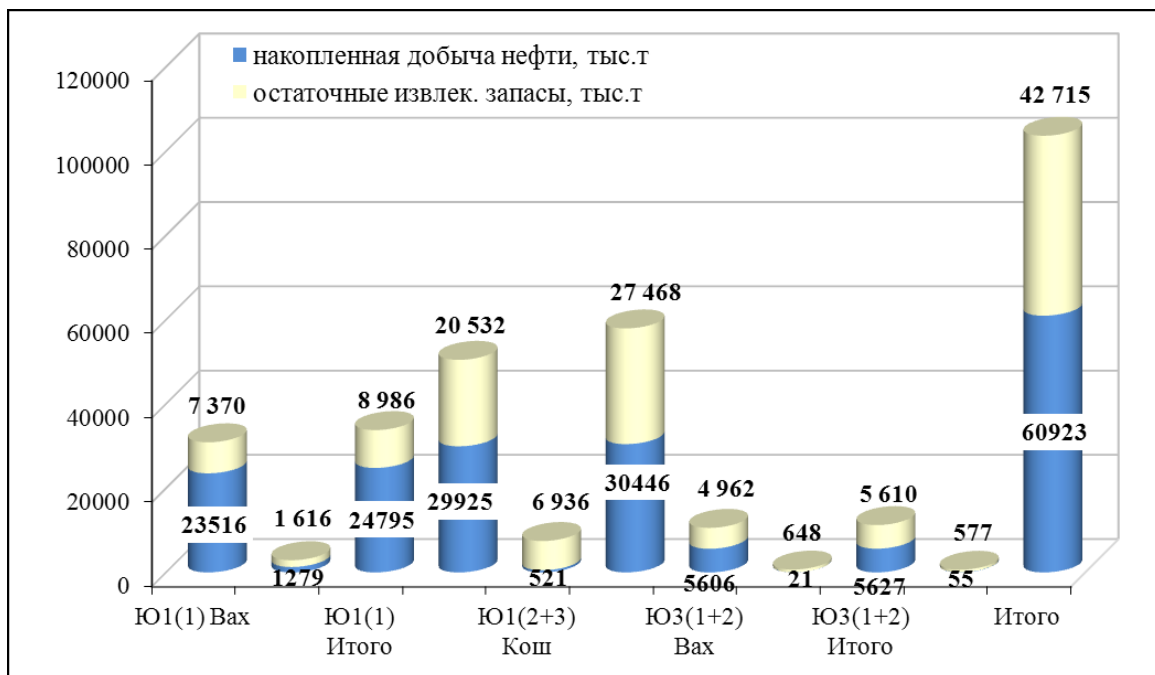


Рисунок 2.10 - Состояние выработки запасов нефти по объектам Вахского месторождения

2.8 Анализ выполнения проектных решений

С 2009 по 2010 годы разработка месторождения проводилась согласно проектному документу: «Анализ разработки Вахского месторождения» (протокол ТКР № 823 от 24.10.2006 г.) [7]. За этот период разработки фактические годовые уровни добычи нефти отличались от проектных в меньшую сторону. Максимальное отклонение от проектного уровня наблюдается в 2010 г. годовая добыча нефти отстает от проектной на 28 %, что обусловлено несоответствием фактического фонда действующих скважин проектному, а также большим ростом на 16-20 % фактической обводненности продукции добывающих скважин, чем предполагалось по проекту. Накопленная по состоянию на 01.01.2011 г. добыча нефти ниже проектного уровня на 1,5 %, накопленная добыча жидкости превышает проектную величину на 4 %. Фактические объемы закачки воды в 2009-2010 гг. выше, чем по проекту, так как в этот период приемистость нагнетательных скважин в среднем на 51 % превышала проектную величину. Эксплуатационный и действующий фонд добывающих скважин в течение всего рассматриваемого периода меньше проектного составляет на 01.01.2011 г. 18 и 29 % соответственно.

В данной работе будем проводить сопоставление проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом, а также по объектам разработки с 2011 по 2013 гг., за этот период разработка месторождения ведется согласно последнему проектному документу «Дополнение к проекту разработки Вахского месторождения» (протокол № 5335 от 29.12.2011 г.) [6].

На рисунке 2.11 и в таблице 2.3 отображено сопоставление основных проектных и фактических показателей разработки Вахского месторождения в целом.

Суммарная добыча нефти по месторождению за рассматриваемый период (2011 – 2013 гг.) составила 3638 тыс. т, что фактически на 371 тыс. т (10 %) ниже проектной.

выше проектного уровня. Причина превышения годовой добычи нефти в том, что ввод скважин из бурения за период 2011-2013 гг. больше проектного на 57 %, добыча нефти по новым скважинам (223 тыс. т) на 28 % выше проектной (174 тыс. т).

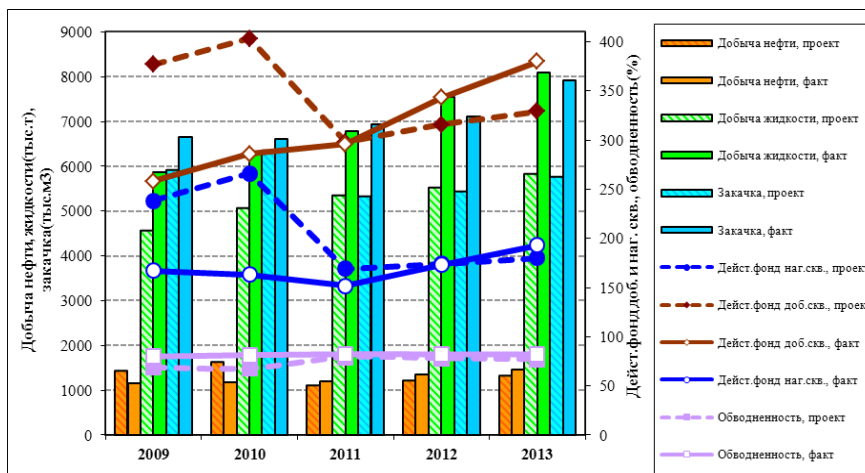


Рисунок 2.11 - Сопоставление основных проектных и фактических показателей разработки Вахского месторождения

Аналогичная картина наблюдается по добычи жидкости, она превышает проектные значения на протяжении рассматриваемого периода. В 2011 году наблюдается превышение фактической добычи жидкости над проектной на 27 %, в 2012 на 36 %, в 2013 на 39 %. Превышение фактической обводненности над проектной составляет от 4 % до 6 %.

Суммарный отбор жидкости за рассматриваемый период по факту составляет 22416 тыс. т, что на 34 % больше проектного уровня (16726 тыс. т).

Эксплуатационный и действующий фонд добывающих скважин в течение всего рассматриваемого периода (2011-2013 гг.) больше проектного фонда. Отклонение возрастает с каждым годом и достигает максимального значения в 2013 г. Эксплуатационный и действующий фонд добывающих скважин превышает проектный фонд в 2013 г. на 39 % и 16 %.

Доля действующего фонда в 2011, 2012, 2013 годы значительная и составляет в среднем 81, 86, 83 % соответственно от эксплуатационного фонда, это свидетельствует о том, что количество скважин находившихся в бездействии не большое. Но по проекту эта доля скважин составляет 89, 98, 100 %, что значительно выше (9, 11, 16 %), чем фактическая доля.

Таблица 2.3 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по Вахскому месторождению

№ п/п	Показатели	Анализ разработки Вахского месторождения (протокол №823 от 24.10.2006г.)				Дополнение к проекту разработки Вахского месторождения (протокол №5335 от 29.12.2011г.)					
		2009		2010		2011		2012		2013	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т/год	1428,0	1178,8	1626,3	1166,9	1107,8	1202,1	1202,3	1350,5	1328,2	1456,5
2	в т.ч.: из переход. скважин	1329,3	1165,8	1522,0	1111,1	1085,8	1184,0	1147,4	1254,3	1230,7	1347,9
3	из новых скважин	98,7	13,0	104,3	55,8	22,0	18,0	54,9	96,3	97,5	108,6
4	Ввод новых добыв. скв. всего, шт.	8	3	6	13	5	10	9	15	12	16
5	в т.ч.: из эксплуатац. бурения	8	3	5	13	5	10	9	15	12	16
6	из развед. бурения	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
7	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Перевод с других категорий	0	9	0	12	0	12	0	33	0	51
9	Ввод боковых стволов, шт.	12	0	13	8	3	3	10	12	3	16
10	Среднесут.деб.неф. новых скв., т/сут	95,6	43,8	134,7	44,8	73,2	34,5	38,1	36,2	50,8	38,6
11	Сред.число дней работы нов.скв. дни	129	99	129	96	60	52	160	177	160	176
12	Средняя глубина новой скв., м	2507	2612	2597	2760	2500	2865	2500	2767	2500	2800
13	Экспл. бурение, всего, тыс.м	37,6	7,8	31,2	35,9	17,5	28,6	32,5	44,7	42,5	53,2
14	в т.ч.: добывающих скв., тыс.м	20,1	7,8	15,6	35,9	12,5	28,6	22,5	41,5	30,0	44,8
15	вспомогат. и специальных скв., тыс.м	17,5	0,0	15,6	0,0	5,0	0,0	10,0	3,2	12,5	8,4
16	Расчет.время раб. нов.скв.предг.дни	0	194	328	99	0	96	329	52,3	329	177,2
17	Расчет.доб.нефти нов.скв.предг.дни	0	63	251	13	0,0	55,8	120,3	18,0	112,7	96,3
18	Доб.нефти переход.скв. предг., тыс.т	1285,5	1196,4	1329,3	1165,8	0,0	1111,1	1085,8	1184,0	1147,4	1254,3
19	Рас.доб.нефти переход.скв.дан.г., тыс.т	1285,5	1259,5	1580,2	1178,8	1166,9	1166,9	1318,1	1202,1	1260,1	1350,5
20	Ожид.доб.н. переход.скв.дан.г., тыс.т	1329,3	1165,8	1522,0	1111,1	1175,8	1184,0	1202,3	1254,3	1230,7	1347,9
21	Измен.доб.нефти переход.скв., тыс.т	43,8	-93,6	-58,2	-67,8	8,9	17,2	-115,8	52,2	-29,4	-2,6
22	Проц.измен.доб.нефти переход.скв., %	3,4	-7,4	-3,7	-5,7	0,8	1,5	-8,8	4,3	-2,3	-0,2
23	Мощность новых скважин, тыс.т	279,3	43,1	295,0	191,4	120,3	113,3	112,7	178,5	200,1	202,8
24	Выбытие добыв. скв., шт.	0	8	1	22	23	9	22	17	5	7
25	в т.ч. под закачку, шт	0	2	0	3	0	3	3	7	0	5
26	Фонд доб.скв. на конец года, шт	405	350	431	353	335	366	322	397	329	457
27	в т.ч. нагнет. в отработке, шт	0	36	0	37	0	35	0	44	0	48
28	Дейст. фонд доб.скв. на кон. г., шт	377	258	403	286	298	296	316	343	329	380
29	Перевод скв. на мех. добычу, шт	0	1	27	13	298	9	18	31	13	17
30	Фонд механизир. скважин, шт	405	347	431	350	298	359	316	384	329	447
31	Ввод нагнет. скважин, шт	7	11	6	5	2	4	7	9	5	10
32	в т.ч.: из эксплуатац. бурения, шт	0	11	0	5	0	4	0	1	0	3
33	Выбытие нагнет. скважин, шт	0	0	0	3	22	4	0	3	0	4
34	Фонд нагн. скв. на конец года, шт	315	317	321	319	297	319	304	325	309	331
35	Дейст. фонд нагн.скв. на кон. г., шт	238	167	266	163	169	152	174	173	180	193
36	Сред.деб. действ.скв. по жид., т/сут	46,0	69,3	46,3	69,6	55,5	70,3	54,2	71,7	55,0	66,2
37	Сред.деб. переход.скв. по жид., т/сут	45,3	68,9	45,5	69,6	55,2	70,4	53,1	71,7	54,3	65,7
38	Сред.деб. новых скв. по жид., т/сут	105	191,4	160,6	69,4	134,1	69,6	128,1	72,3	94,0	88,0
39	Сред.деб. действ.скв. по нефти, т/сут	14,4	14,0	14,8	12,9	11,5	12,5	11,8	12,8	12,5	11,9
40	Сред.деб. переход.скв. по нефти, т/сут	13,5	13,8	14,0	12,5	11,3	12,4	11,4	12,2	11,8	11,3
41	Сред. прием. нагн.скв. по воде, м ³ /сут	79,2	113,6	75,5	115,7	96,8	120,5	97,1	122,6	98,9	123,9
42	Сред.обвод. продук. действ.ф.скв., %	68,8	79,9	68,0	81,4	79,3	82,3	78,3	82,1	77,2	82,0
43	Сред.обвод. продук. переход.скв., %	70,2	79,9	69,3	82,1	79,6	82,4	78,6	82,9	78,2	82,8
44	Сред.обвод. продук. новых скв., %	8,9	77,1	16,1	35,4	45,4	50,4	70,2	49,9	46,0	56,2
45	Доб. жидкости всего, тыс.т	4573,5	5858,5	5078,0	6282,3	5356,1	6778,4	5539,2	7546,6	5830,7	8090,6
46	в т.ч.: из переходящих скв., тыс.т	4465,2	5801,7	4953,7	6195,9	5315,8	6742,0	5354,7	7354,4	5650,2	7842,8
47	из новых скв., тыс.т	108,3	56,9	124,3	86,4	40,2	36,4	184,4	192,2	180,6	247,7
48	Добыча жидкости с нач.разраб. тыс.т	101400	104756	106478	111039	116395	117817	121934	125364	127765	133454
49	Добыча нефти с нач.разраб. тыс.т	56174	55747	57800	56914	58023	58116	59225	59466	60553	60923
50	Коэф. нефтеизвлечения, д.ед. (В+С ₁)	0,185	0,180	0,190	0,184	0,185	0,188	0,188	0,192	0,193	0,197
51	Отбор от утв.изв.зап., % (В+С ₁)	58,3	53,8	60,0	54,9	55,2	56,1	56,3	57,4	57,6	58,8
52	Темп отб.н. от нач.утв.изв.зап.,%(В+С ₁)	1,5	1,1	1,7	1,1	1,1	1,2	1,1	1,3	1,3	1,4
53	Темп отб.н. от тек.утв.изв.зап.,%(В+С ₁)	3,4	2,4	4,0	2,4	2,3	2,6	2,6	3,0	2,9	3,3
54	Закачка воды, тыс.м ³ /год	5914,2	6651,7	6359,7	6600,0	5343,2	6942,0	5434,4	7112,2	5763,2	7924,4
55	Закачка воды с нач.разраб. тыс.м ³	169503	172738	175863	179338	184682	186280	190116	193393	195879	201317
56	Компен. отбора текущая, %	112,5	103,6	108,6	96,5	90,4	94,4	88,5	86,8	88,7	90,2
57	Компен. отбора с нач.разраб., %	132,1	131,5	131,1	129,8	126,9	128,0	125,3	125,8	123,8	123,9
58	Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год	102,8	80,2	117,1	79,3	76,2	87,0	85,5	97,0	96,7	107,0
59	Нак. добыча газа, млн.м ³ /год	4045	4808	4162	4887	4963	4974	5049	5071	5145	5178

В 2011 году по проекту планировалось ввести в разработку из бурения 5 добывающих скважин, по факту было пробурено 9 скважин на Кошильской площади (№№ 12, 13, 14, 15, 16, 21, 23, 25, 26) и одна скважина на Вахской площади (№ 1006Б). В 2012 году по проекту предполагалось ввести в разработку из бурения 9 добывающих скважин по факту пробурено 15 скважин на Кошильскую площадь (№№ 17, 18, 19, 20, 27, 28, 29, 30, 31, 33, 34, 39, 43, 64, 75). В 2013 г. по проекту планировалось ввести в разработку из бурения 12 скважин, по факту было пробурено 8 скважин на Кошильской площади (№№ 36, 46, 55, 65, 66, 71, 72, 73) и 8 скважин на Вахской площади (№№ 8023, 8024, 8026, 8027, 8029, 8030, 8032, 72Б). Не смотря на превышение фактического ввода скважин из эксплуатационного бурения над проектным, среднесуточный дебит нефти новых скважин в 2011-2013 гг., все равно отстает от проектного в 2011 г. на 53 %, в 2012 г. на 5 %, в 2013 г. на 24 %.

Фактические объемы закачки с 2011 по 2013 гг. существенно превышают проектные значения в 2011 г. на 30 %, в 2012 г. на 31 %, в 2013 г. на 38 %, не смотря на то, что количество действующих нагнетательных скважин в 2011 г. на 10 %, а в 2012 г. на 1 % ниже проектных значений. Фактическая приемистость нагнетательных скважин за этот период превышает проектную на 24-26 %. В 2013 г. фонд действующих нагнетательных скважин на 7 % больше проектных значений и приемистость выше проектной на 25 %.

Коэффициент использования всех скважин на протяжении всего рассматриваемого периода ниже проектного значения в среднем на 10 %. Если рассматривать отдельно фактический коэффициент добывающего фонда, то за период с 2011 по 2012 гг. наблюдается увеличение коэффициента использования добывающих скважин до 0,864 д. ед., что на 12 % ниже проектного значения (0,981 д. ед.). А в 2013 году он уменьшается до 0,832 д. ед., что на 17 % ниже проектного значения (1,000 д. ед.). Увеличение коэффициента использования связано с ростом эксплуатационного и действующего фонда добывающих скважин. Коэффициент использования нагнетательного фонда скважин в 2011-2012 гг. не смотря на увеличение из года в год, все равно

отстает от проектного коэффициента в среднем за данный период на 12 %. В 2013 г. фактический коэффициент использования нагнетательного фонда равен проектному (0,583). Не высокий коэффициент использования скважин показывает, что большинство скважин находится в бездействующем фонде, причина этому не выполнение программы вывода нагнетательных скважин из бездействия.

Коэффициент эксплуатации добывающих скважин близок к проектному значению и составляет в среднем 0,9 д. ед.

Вахское месторождение расположено в двух областях: Тюменской и Томской. Основная доля 99 % накопленной добычи и эксплуатационного фонда находится в Тюменской области. В таблицах 2.4 - 2.5 и на рисунках 2.12 - 2.13 представлено сравнение проектных и фактических показателей разработки по областям.

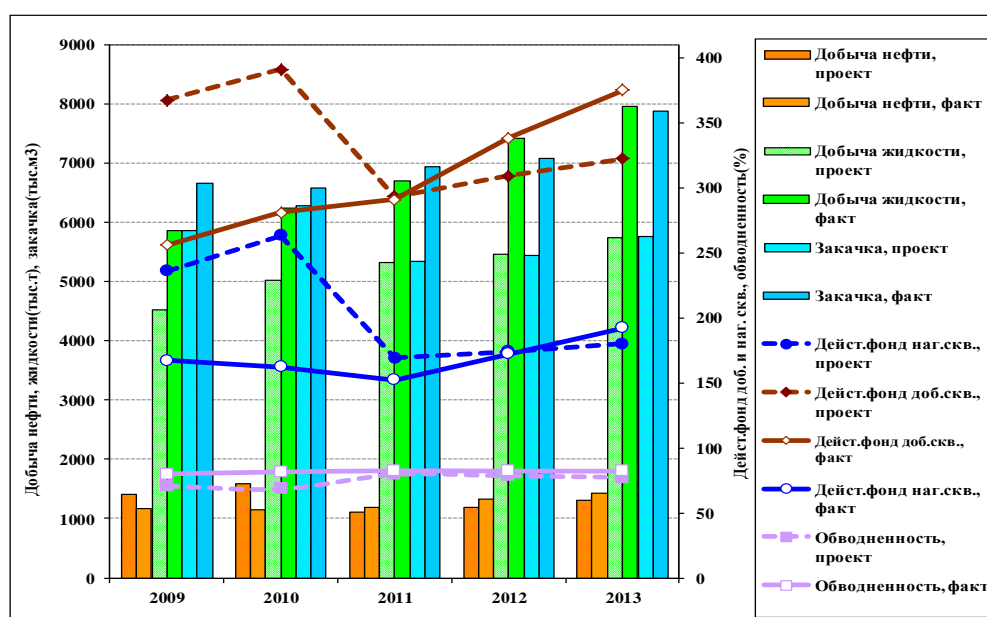


Рисунок 2.12 - Сопоставление основных проектных и фактических показателей разработки Вахского месторождения (Тюменская область)

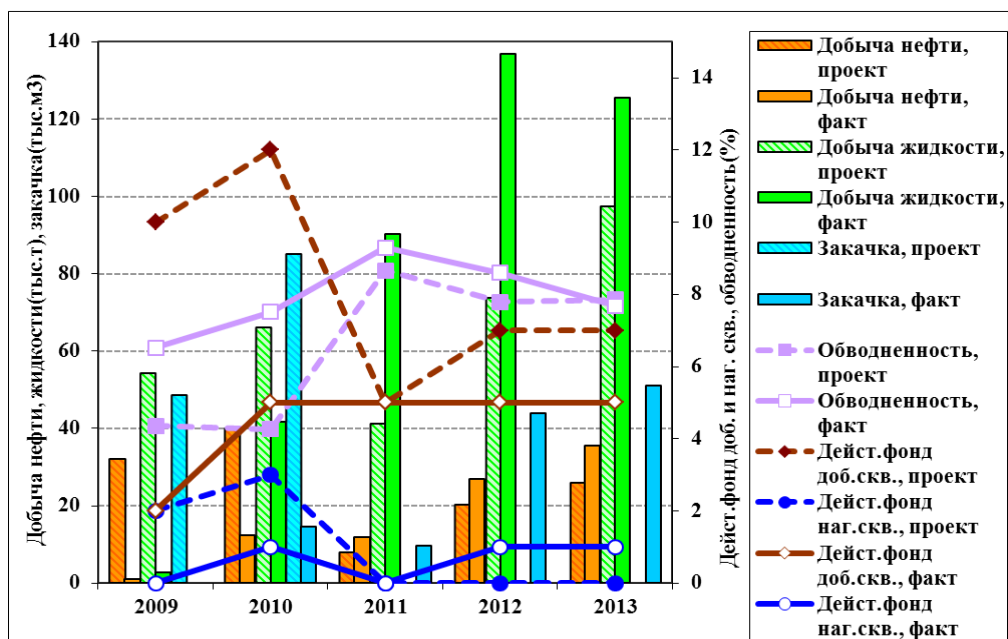


Рисунок 2.13 - Сопоставление основных проектных и фактических показателей разработки Вахского месторождения (Томская область)

Таблица 2.4 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по Вахскому месторождению (Тюменская область)

№ пп	Показатели	Анализ разработки Вахского месторождения (протокол №823)				Дополнение к проекту разработки Вахского месторождения (протокол №5335 от 29.12.2011г.)					
		2009		2010		2011		2012		2013	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т/год	1395,9	1177,8	1586,5	1154,4	1099,9	1190,1	1182,2	1323,5	1302,2	1421,1
2	в т.ч.: из переход. скважин	1297,2	1164,8	1482,2	1098,6	1079,3	1172,1	1135,2	1227,3	1204,8	1312,5
3	из новых скважин	98,7	13,0	104,3	55,8	20,6	18,0	47,0	96,3	97,5	108,6
4	Ввод новых добыв. скв. всего, шт.	8	3	6	13	5	10	9	15	12	16
5	в т.ч. из эксплуат. бурения	8	3	5	13	5	10	9	15	12	16
6	из развед. бурения	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
7	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Перевод с других категорий	26	9	19	11	0	12	0	32	0	50
9	Ввод боковых стволов, шт.	12	0	13	8	0	3	0	11	0	16
10	Среднесут.деб.неф. новых скв., т/сут	95,6	43,8	134,7	44,8	25,8	34,5	32,6	36,2	50,8	38,6
11	Средчисло дней работы нов.скв.,дни	129	99	129	96	160	52	160	177	160	176
12	Средняя глубина новой скв., м	2507	2612	2597	2760	2500	2865	2500	2767	2500	2800
13	Экспл. бурение, всего, тыс.м	37,6	7,8	31,2	35,9	17,5	28,6	32,5	44,7	42,5	53,2
14	в т.ч.: добывающих скв., тыс.м	20,1	7,8	15,6	35,9	12,5	28,6	22,5	41,5	30,0	44,8
15	вспомогат. и специальных скв., тыс.м	17,5	0,0	15,6	0,0	5,0	0,0	10,0	3,2	12,5	8,4
16	Расчет.время раб. нов.скв.предг.,дни	0	194,1	328	99,0	0	96	329	52,3	329	177,2
17	Расчет.доб.нефти нов.скв.предг.,дни	0	66,5	251	13,0	0,0	55,8	42,3	18,0	96,4	96,3
18	Доб.нефти переход.скв. предг.,тыс.т	1261,5	1196,4	1297,2	1164,8	0,0	1098,6	1079,3	1172,1	1135,2	1227,3
19	Рас.доб.нефти переход.скв.дан.г.,тыс.т	1261,5	1262,9	1548,1	1177,8	0,0	1154,4	1121,6	1190,1	1231,6	1323,5
20	Ожид.доб.н. переход.скв.дан.г.,тыс.т	1297,2	1164,8	1482,2	1098,6	1079,3	1172,1	1135,2	1227,3	1204,8	1312,5
21	Измен.доб.нефти переход.скв.,тыс.т	35,7	-98,1	-65,9	-79,2	1079,3	17,7	13,6	37,1	-26,9	-11,0
22	Проц.измен.доб.нефти переход.скв.,%	2,8	-7,8	-4,3	-6,7	0,0	1,5	1,2	3,1	-2,2	-0,8
23	Мощность новых скважин, тыс.т	279,3	43,1	295,0	191,4	42,3	113,3	96,4	178,5	200,1	202,8
24	Выбытие добыв. скв., шт.	0	8	1	22	23	9	22	16	5	7
25	в т.ч. под закачку, шт	0	2	0	3	0	3	3	7	0	5
26	Фонд доб.скв. на конец года, шт	394	345	418	347	329	360	316	391	323	450
27	в т.ч. нагнет. в отработке, шт	0	35	0	36	0	34	0	44	0	48
28	Дейст. фонд доб.скв. на кон. г., шт	367	256	391	281	293	291	309	338	322	375
29	Перевод скв. на мех. добычу, шт	0	1	25	13	293	9	16	31	13	17
30	Фонд механизир. скважин, шт	394	342	418	344	293	353	309	378	322	440
31	Ввод нагнет. скважин, шт	7	11	6	5	2	4	7	9	5	10
32	в т.ч. из эксплуат. бурения, шт	0	11	0	5	0	4	0	1	0	3
33	Выбытие нагнет. скважин, шт	0	0	0	3	22	4	0	3	0	4
34	Фонд нагн. скв. на конец года, шт	308	310	314	312	290	312	297	318	302	324
35	Дейст. фонд нагн.скв. на кон. г., шт	236	167	263	162	169	152	174	172	180	192
36	Среддеб. действ.скв. по жид., т/сут	46,6	69,6	47,1	70,1	55,7	70,5	54,7	71,6	55,3	66,1
37	Среддеб. переход.скв. по жид., т/сут	46,0	69,1	46,3	70,1	55,8	70,5	53,8	70,0	54,5	64,4
38	Среддеб. новых скв. по жид., т/сут	105,0	191,4	160,6	69,4	45,4	69,6	114,7	72,3	94,0	88,0
39	Среддеб. действ.скв. по нефти, т/сут	14,4	14,0	14,9	13,0	11,5	12,5	11,8	12,8	12,6	11,8
40	Среддеб. переход.скв. по нефти, т/сут	13,5	13,9	14,0	12,5	11,4	12,4	11,5	11,9	11,8	11,0
41	Сред. прием. нагн.скв. по воде, м ³ /сут	78,9	113,6	74,9	115,8	96,8	120,6	97,1	122,5	98,9	123,8
42	Средобвод. продук. действ.ф.скв., %	70,6	79,9	68,3	81,5	79,3	82,2	78,4	82,1	77,3	82,2
43	Средобвод. продук. переход.скв., %	70,59237	79,9	69,7	82,1	79,6	82,4	78,6	83,0	78,3	83,0
44	Средобвод. продук. новых скв., %	8,9	77,1	16,1	35,4	43,2	50,4	71,6	49,9	46,0	56,2
45	Доб. жидкости всего, тыс.т	4519,4	5855,8	5012,0	6240,7	5315,0	6688,1	5465,4	7409,9	5733,5	7965,0
46	в т.ч.: из переходящих скв., тыс.т	4411,1	5799,0	4887,7	6154,3	5278,7	6651,8	5300,2	7217,7	5552,9	7717,2
47	из новых скв., тыс.т	108,3	56,9	124,3	86,4	36,3	36,4	165,2	192,2	180,6	247,7
48	Добыча жидкости с нач.разраб., тыс.т	100412	103726	105424	109967	115283	116655	120748	124065	126482	132030
49	Добыча нефти с нач.разраб., тыс.т	55404	54964	56991	56118	57219	57308	58401	58632	59703	60053
50	Козэф. нефтеизвлечения, д.ед. (В+С ₁)	0,189	0,180	0,195	0,184	0,185	0,188	0,189	0,192	0,193	0,197
51	Отбор от утв.изв.зап., % (В+С ₁)	59	53,9	60,7	55,0	55,4	56,2	56,5	57,5	57,8	58,9
52	Темп отб.н. от нач.утв.изв.зап.,%(В+С ₁)	1,5	1,2	1,7	1,1	1,1	1,2	1,1	1,3	1,3	1,4
53	Темп отб.н. от тек.утв.изв.зап.,%(В+С ₁)	3,5	2,4	4,1	2,5	2,3	2,6	2,6	3,0	2,9	3,3
54	Закачка воды, тыс.м ³ /год	5865,6	6651,7	6274,7	6585,4	5343	6932,3	5434	7068,3	5763	7873,3
55	Закачка воды с нач.разраб., тыс.м ³	165490	168639	171764	175224	180567	182156	186002	189225	191765	197098
56	Компен. отбора текущая, %	113	104	109	97,0	91,5	95,5	90,1	87,9	90,7	91,1
57	Компен. отбора с нач.разраб., %	130	130	129	128,1	126,6	126,5	125,1	124,5	123,7	122,7
58	Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год	100,5	80,1	114,2	78,5	75,7	86,0	84,5	95,0	95,5	104,0
59	Нак. добыча газа, млн.м ³ /год	3989	4747	4103	4825	4899	4911	4983	5006	5079	5110

Таблица 2.5 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по Вахскому месторождению (Томская область)

№ пп	Показатели	Анализ разработки Вахского месторождения (протокол №823 от 24.10.2006г.)				Дополнение к проекту разработки Вахского месторождения (протокол №5335 от 29.12.2011г.)					
		2009		2010		2011		2012		2013	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс.т/год	32,1	1,1	39,8	12,5	7,8	11,9	20,1	27,0	26,0	35,4
2	в т.ч.: из переход. скважин	32,1	1,1	39,8	12,5	6,5	11,9	12,2	27,0	26,0	35,4
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	8,0	0,0	0,0	0,0
4	Ввод новых добыв. скв. всего, шт.	0	0	0	0	1	0	2	0	0	0
5	в т.ч.: из эксплуатац. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	из развед. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	переводом с других объектов	0	0	0	0	1	0	2	0	0	0
8	Перевод с других категорий	2	0	2	1	0	0	0	1	0	1
9	Ввод боковых стволов, шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
10	Среднесут.деб.неф. новых скв., т/сут	0	0,0	0,0	0,0	8,5	0,0	24,9	0	0,0	0
11	Сред.число дней работы нов.скв.,дни	0	0	0	0	160	0	160	0	0	0
12	Средняя глубина новой скв., м	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Экспл. бурение, всего, тыс.м	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0
14	в т.ч.: добывающих скв., тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0
15	вспомогат. и специальных скв., тыс.м	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	0,0	0
16	Расчет.время раб. нов.скв.предг.,дни	0	0	0	0	0	0	329	0	329	0
17	Расчет.доб.нефти нов.скв.предг.,дни	0	0	0	0	0,0	0,0	2,8	0	16,3	0
18	Доб.нефти переход.скв. предг.,тыс.т	24,0	0,0	32,1	1,1	7,2	12,5	6,5	11,9	12,2	27,0
19	Рас.доб.нефти переход.скв.дан.г.,тыс.т	24	0,0	32,1	1,1	7,2	12,5	9,3	11,9	28,5	27,0
20	Ожид.доб.н. переход.скв.дан.г.,тыс.т	32,1	1,1	39,8	12,5	6,5	11,9	12,2	27,0	26,0	35,4
21	Измен.доб.нефти переход.скв.,тыс.т	8,1	1,0	7,7	11,4	-0,8	-0,5	2,9	15,1	-2,5	8,5
22	Проц.измен.доб.нефти переход.скв.,%	33,8	7493	24,0	1071	-10,4	-4,3	31,3	126,5	-8,9	31,4
23	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	16,3	0	0,0	0
24	Выбытие добыв. скв., шт.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
25	в т.ч. под закачку, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд доб.скв. на конец года, шт	11	5	13	6	7	6	9	6	9	7
27	в т.ч. нагнет. в отработке, шт	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0
28	Дейст. фонд доб.скв. на кон. г., шт	10	2	12	5	5	5	7	5	7	5
29	Перевод скв. на мех. добычу, шт	0	0	2	0	1	0	2	0	0	0
30	Фонд механизир. скважин, шт	11	5	13	6	5	6	7	6	7	7
31	Ввод нагнет. скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	в т.ч. из эксплуатац. бурения, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Выбытие нагнет. скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагн. скв. на конец года, шт	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
35	Дейст. фонд нагн.скв. на кон. г., шт	2	0	3	1	0	0	0	1	0	1
36	Сред.деб. действ.скв. по жид., т/сут	17,9	9,2	18,3	33,3	27,8	63,3	37,6	78,7	42,3	73,1
37	Сред.деб. переход.скв. по жид., т/сут	17,9	9,2	18,3	33,3	28,2	63,3	33,2	78,7	42,3	73,1
38	Сред.деб. новых скв. по жид., т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	24,6	0,0	60,0	0,0	0,0	0,0
39	Сред.деб. действ.скв. по нефти, т/сут	10,6	3,6	11,0	10,0	5,3	8,3	10,3	15,5	11,3	20,6
40	Сред.деб. переход.скв. по нефти, т/сут	10,6	3,6	11	10,0	4,9	8,3	7,4	15,5	11,3	20,6
41	Сред. прием. нагн.скв. по воде м ³ /сут	72,4	0,0	101,3	88,4	0,0	82,5	0,0	123,6	0,0	142,4
42	Сред.обвод. продук. действ.ф.скв.,%	40,7	60,9	39,8	70,1	80,9	86,8	72,7	80,3	73,3	71,8
43	Сред.обвод. продук. переход.скв.,%	40,7	60,9	39,8	70,1	82,5	86,8	77,7	80,3	73,3	71,8
44	Сред.обвод. продук. новых скв.,%	0	0	0	0	65,4	0,0	58,6	0,0	0,0	0,0
45	Доб. жидкости всего, тыс.т	54,1	2,7	66,0	41,6	41	90,3	74	136,8	97	125,6
46	в т.ч.: из переходящих скв., тыс.т	54,1	2,7	66,0	41,6	37	90,3	55	136,8	97	125,6
47	из новых скв., тыс.т	0	0	0	0	4	0	19	0	0	0
48	Добыча жидкости с нач.разраб, тыс.т	1073	1030	1139	1071	1112	1162	1186	1299	1283	1424
49	Добыча нефти с нач.разраб, тыс.т	803	783	843	796	804	807	824	834	850	870
50	Козф. нефтеизвлечения, д.ед. (В+С ₁)	0,156	0,160	0,163	0,163	0,164	0,165	0,168	0,171	0,174	0,178
51	Отбор от утв.изв.зап., % (В+С ₁)	53,2	46,4	55,8	47,2	44,9	47,9	46,0	49,5	47,5	51,6
52	Темп отб.н. от нач.утв.изв.зап.,%(В+С ₁)	2,1	0,06	2,600	0,74	0,4	0,7	1,1	1,6	1,5	2,1
53	Темп отб.н. от текутв.изв.зап.,%(В+С ₁)	4,3	0,12	5,6	1,38	0,8	1,3	2,0	3,1	2,7	4,2
54	Закачка воды, тыс.м ³ /год	48,6	0,0	85	14,6	0	9,7	0	43,9	0	51,1
55	Закачка воды с нач.разраб, тыс.м ³	4163	4100	4248	4114	4114	4124	4114	4168	4114	4219
56	Компен. отбора текущая, %	70	0	100	31	0,0	10,1	0,0	29,4	0,0	35,9
57	Компен. отбора с нач.разраб., %	286	293	276	284	275,8	267,2	261,2	246,2	244,2	229,9
58	Добыча нефтяного газа, млн.м ³ /год	2,3	0,072	2,9	0,847	0,6	0,810	0,7	2,0	0,7	3,0
59	Нак. добыча газа, млн.м ³ /год	68	61	61	62	63	63	63	65	64	68

Суммарная добыча нефти (74 тыс. т) по Томской области за период 2011-2013 гг. превышает проектную добычу нефти (54 тыс. т) на 38 %. Бурение новых скважин на территории Томской области за рассматриваемый период не проводилось. Действующий фонд добывающих скважин меньше проектного - на 29 %. Увеличение объемов добычи нефти и жидкости, особенно с 2012 по 2013 гг. связано, с проведением ГТМ, в частности ЗБС на скважине № 423 в 2012 г. (скважина добывает более 70 т/сут).

В Тюменской области суммарная добыча нефти (3935 тыс. т) за период 2011-2013 гг. превышает проектную добычу нефти (3584 тыс. т) на 350 тыс. т (10 %). Превышение фактических отборов нефти и жидкости за рассматриваемый период (2011-2013 гг.) напрямую связано с превышением фактических значений эксплуатационного и действующего фонда добывающих скважин над проектными в 2012 году на 24 и 9 % соответственно, а в 2013 на 39 и 17 %, а также с проведением ряда успешных ГТМ [7].

В целом при сравнении проектных и фактических показателей разработки по месторождению, можно отметить, что фактические уровни добычи нефти превышают проектные значения по месторождению на 8-12 %.

Среди причин вызвавших превышение уровней добычи нефти выделяются:

- превышение фактического фонда действующих скважин проектному фонду;
- превышение темпов отбора от темпов отбора, заложенных в проекте, на 12-16 %.
- больший коэффициент эксплуатации скважин, чем был предусмотрен в проекте;
- превышение фактической дополнительной добычи нефти по различным мероприятиям над проектными значениями в 4,4 раза.

3 Экономическая часть

Коммерческая эффективность разработки Вахского месторождения оценивалась с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов, предусмотренных действующим законодательством в области налогообложения согласно действующим «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов» (издательство «Экономика», 2000 г.) [6].

В соответствии с этим принимается:

– дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение месторождения, приведенная к начальному году по ставке дисконта 10%;

– рентабельный срок разработки - период от начала реализации проекта до момента, когда величина накопленного дисконтированного денежного потока (NPV) после достижения положительного значения начинает уменьшаться [15];

– срок окупаемости капитальных вложений определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями;

– внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;

– индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного

потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций;

– доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные фонды страны.

Экономическая оценка разработки месторождения (в условиях безналоговой среды) отражает эффективность проекта с точки зрения интересов недропользователя и государства в целом и определяется как разница между выручкой от реализации углеводородов и затратами - капитальными вложениями и чистыми эксплуатационными (текущими) расходами.

3.1 Оценка капитальных вложений

Капитальные вложения на разработку Вахского месторождения включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство, рассчитанные в планируемых на 2014 г. ценах без учета НДС [15].

Расчет стоимости строительства скважин производился исходя из запланированной на 2014 г. стоимости 1 метра проходки и средней глубины скважины. В стоимости скважин не учтены затраты на подготовительные работы. Затраты на строительство скважин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Стоимости строительства скважин на месторождении, тыс. руб. (без НДС)

Бурение скважин:	Стоимость 1 м., руб.	Глубина, м.	ИТОГО, тыс. руб.
- наклонно-направленной	13 303,8	2 800	37 250,5
- наклонно-направленной уплотняющей	29 976,8	2 800	83 935,1
- наклонно-направленной с отбором керна	13 834,8	2 800	38 737,4
- наклонно-направленной уплотняющей с отбором керна	30 507,9	2 800	85 422,0
- горизонтальная (в т.ч. ГС-500 м.)	17 997,1	3 300	59 390,5
- горизонтальная (в т.ч. ГС-500 м., пилот 700м.)	18 772,7	4 000	75 090,8
- горизонтальной уплотняющей (в т.ч. ГС-500 м.)	30 635,9	3 300	101 098,5
- горизонтальной уплотняющей (в т.ч. ГС-500 м., пилот 700м.)	31 411,5	4 000	125 645,9
- водозаборной	14 438,1	1 800	25 988,6
- ГРП			5 181,5

Расчет капитальных вложений производился по укрупненным нормативам, с учетом существующего обустройства, в разрезе следующих направлений:

- бурение;
- подготовительные работы;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- заводнение и промводоснабжение;
- прочие объекты и затраты;
- оборудование не входящее в сметы строек;
- природоохранные мероприятия.

Прочие капитальные вложения рассчитываются в процентном отношении (10 %) к сумме затрат на нефтепромысловое строительство.

Затраты на оборудование не входящее в сметы строек рассчитаны исходя из необходимости замены каждые 5 лет быстро изнашивающегося оборудования, средняя стоимость оборудования 1555,8 тыс. руб. на 1 новую скважину и 373 тыс. руб. в 5 лет на 1 скважину действующего добывающего механизированного фонда.

Затраты на капитальное строительство при разработке месторождения в динамике по годам представлены в таблице 3.2. Структура и динамика капитальных вложений представлены на рисунках 3.1. и 3.2.

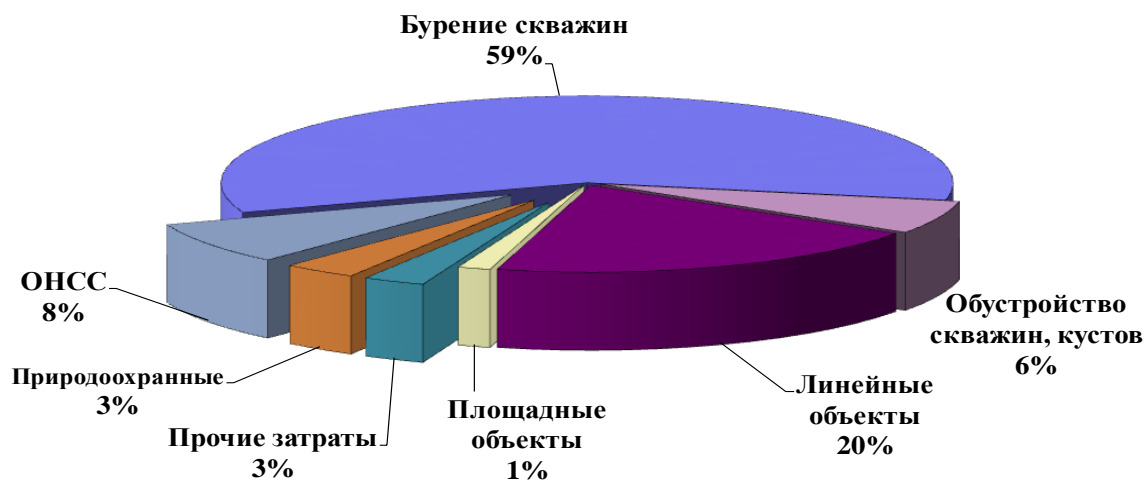


Рисунок 3.1 - Структура капитальных вложений

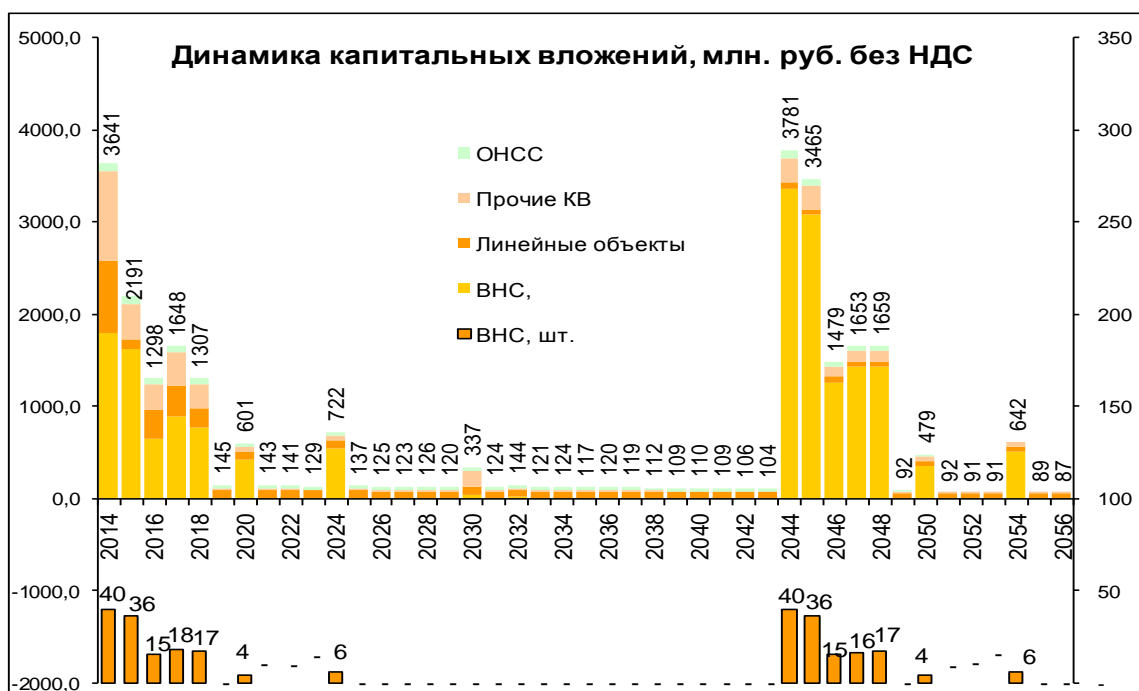


Рисунок 3.2 - Динамика капитальных вложений

Таблица 3.2 - Расчет капитальных вложений в миллионах рублей

Показатель	Всего	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2145
1. Эксплуатационное бурение	18 192,52	1 792,9	1 628,2	640,9	889,4	772,5	-	419,7	12 049,0
1.1 Наклонно-направленные	13 719,3	1 460,2	1 232,2	563,2	378,5	600,5	-	-	9 484,7
<i>кол-во скважин, шт.</i>	226,0	39,0	33,0	15,0	10,0	16,0	-	-	113,0
1.2 Горизонтальные (в т.ч. уплотняющие)	1 557,8	-	193,9	-	328,4	-	-	125,6	909,9
<i>кол-во скважин, шт.</i>	18,0	-	3,0	-	5,0	-	-	1,0	9,0
1.3 Водозаборные	52,0	-	-	-	52,0	-	-	-	-
<i>кол-во скважин, шт.</i>	2,0	-	-	-	2,0	-	-	-	-
1.4 Уплотняющие наклонно-напр.	2 029,3	83,9	-	-	83,9	83,9	-	257,8	1 519,8
<i>кол-во скважин, шт.</i>	24,0	1,0	-	-	1,0	1,0	-	3,0	18,0
1.5 ГРП	834,2	248,7	202,1	77,7	46,6	88,1	-	36,3	134,7
<i>кол-во, шт.</i>	161,0	48,0	39,0	15,0	9,0	17,0	-	7,0	26,0
2. Промышленное строительство	9 320,88	1 614,0	414,4	548,9	636,4	426,3	101,8	122,0	5 456,9
2.1 Обустройство скважин	1 129,2	167,3	150,6	62,7	75,3	71,1	-	16,7	585,5
<i>кол-во, шт.</i>	270,0	40,0	36,0	15,0	18,0	17,0	-	4,0	140,0
2.2 Строительство кустов	781,9	240,6	120,3	120,3	180,4	120,3	-	-	-
<i>кол-во, шт.</i>	13,0	4,0	2,0	2,0	3,0	2,0	-	-	-
2.3 НСК (в т.ч. реконструкция)	1 786,5	214,3	69,7	48,1	73,5	61,4	68,1	28,2	1 223,3
<i>протяженность, км.</i>	215,42	25,8	8,4	5,8	8,9	7,4	8,2	3,4	147,5
2.4 Нефтепроводы (в т.ч. реконструкция)	1 253,3	95,7	-	8,3	-	-	-	22,9	1 126,3
<i>протяженность, км.</i>	151,1	11,5	-	1,0	-	-	-	2,8	135,8
2.5 Водоводы (в т.ч. реконструкция)	1 296,9	143,9	9,6	100,3	25,0	19,6	24,5	22,2	951,8
<i>протяженность, км.</i>	185,4	20,6	1,4	14,3	3,6	2,8	3,5	3,2	136,0
2.6 Газопроводы	1 046,5	96,1	-	-	-	-	-	20,8	929,6
<i>протяженность, км.</i>	137,2	12,6	-	-	-	-	-	2,7	121,9
2.7 Дороги	542,6	254,1	4,0	67,1	165,7	51,6	-	-	-
<i>протяженность, км.</i>	21,0	9,8	0,2	2,6	6,4	2,0	-	-	-
2.8 ВЛ-6	189,1	73,3	12,0	36,8	58,6	8,3	-	-	-
<i>количество, шт.</i>	59,5	23,1	3,8	11,6	18,5	2,6	-	-	-
2.9 Строительство, расширение и реконструкция площадочных объектов	447,6	181,9	10,6	55,4	-	55,4	-	-	144,4
-ЦПС	144,4	-	-	-	-	-	-	-	144,4
-УПСВ	78,3	78,3	-	-	-	-	-	-	-
-БКНС	110,8	0,1	-	55,4	-	55,4	-	-	-
-ВКС	103,5	103,5	-	-	-	-	-	-	-
-Дорожно-контрольный пункт ТН	10,6	-	10,6	-	-	-	-	-	-
2.10 Прочие КВ	847,4	146,7	37,7	49,9	57,9	38,8	9,3	11,1	496,1
3. ОНСС	2 440,14	90,4	87,3	57,2	60,1	62,9	36,3	42,7	2 003,3
4. Природоохранные мероприятия	1 011,52	144,1	61,6	51,2	62,3	45,3	7,1	16,9	623,0
ИТОГО CAPEX	30 965,1	3 641,3	2 191,5	1 298,3	1 648,2	1 307,1	145,2	601,3	19 804,6

3.2 Оценка эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты на добычу нефти рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти в ОАО «Томскнефть» ВНК за 2013 г. сложившиеся по Вахскому месторождению [6].

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- обслуживание скважин;
- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- общепроизводственные расходы;
- методы воздействия на пласт;
- амортизационные отчисления.

Затраты на обслуживание скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования и регламентный капитальный ремонт скважин.

Общепроизводственные затраты, не связанные с добычей нефти (затраты АУП) рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти, так как эти затраты формируются в целом по предприятию и разносятся по месторождениям пропорционально добычи нефти месторождения.

Прочие затраты не зависящие от фонда скважин включают в себя цеховые расходы и прочие производственные расходы и рассчитываются как условно-постоянные затраты, имеющие ступенчатую динамику, зависящую от значительного снижения добычи нефти по отношению к текущему году. При превышении планируемых уровней добычи нефти над уровнями текущего года прочие затраты остаются неизменными на уровне фактических [15].

Энергетические затраты по извлечению нефти рассчитаны в соответствии

с прогнозным расчетом объемов механизированного подъема жидкости.

Искусственное воздействие на пласт складывается из затрат на электроэнергию для закачки воды.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и газа и затрат по этим статьям калькуляции без учета амортизационных отчислений.

Расходы на технологическую подготовку нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти и газа и затрат по этим статьям калькуляции без учета амортизационных отчислений [6].

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из классификации основных средств по амортизационным группам и срока полезного использования в соответствии с Федеральным законом РФ №158-ФЗ от 22 июля 2008 года «О внесении изменений в главы 21, 23, 24, 25 и 26 части второй налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации о налогах и сборах».

В состав эксплуатационных затрат включены расходы на мероприятия повышающие нефтеотдачу: ГРП на действующих скважинах, перевод под закачку, ПВЛГ, ПНЛГ, ЗБННС, ЗБГС, вывод из бездействия скважин, изоляционные работы и дополнительная перфорация. Стоимость проводимых мероприятий по Вахскому месторождению представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Стоимость мероприятий по повышению нефтеотдачи по объектам разработки Вахского месторождения

Вид мероприятия	Стоимость, тыс.руб./опер.
ГРП	5604,7
Перевод под закачку	1306,4
Доп. перфорация	1220,0
ПВЛГ/ПНЛГ	1294,8
ЗБС	30153,6
ЗБГС	38739,4
Изоляционные работы	2501,9
Вывод из бездействия скважин	1705,4

Целевые средства для финансирования работ по завершению эксплуатации месторождения были оценены исходя из сложившегося по каждому варианту объема капитальных затрат и существующего фонда скважин. Размер ликвидационных затрат учтен в статье «Внереализационные расходы» и рассчитан исходя из 20 % от величины новых капитальных вложений на обустройство месторождения и 1 271,1 тыс. руб. на каждую существующую скважину. Отчисление ликвидационных затрат на скважины осуществляются по факту выбытия скважин из эксплуатации, а ликвидационные затраты на объекты обустройства отнесены на последний год разработки.

Кроме традиционных статей затрат в составе эксплуатационных затрат на добычу нефти учтены также расходы на экологию, платежи и налоги, отчисляемые в бюджетные фонды.

Удельные текущие затраты представлены на рисунке 3.3.

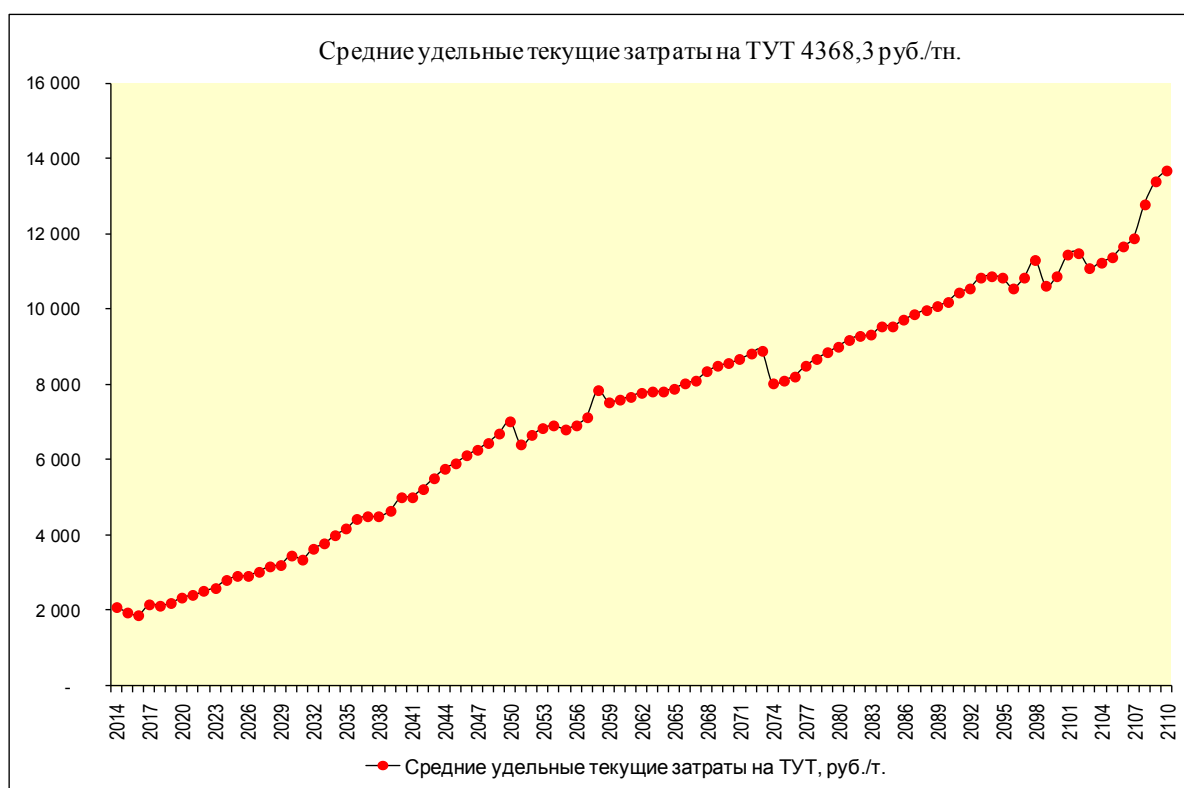


Рисунок 3.3 – Удельные текущие затраты на тонну условного топлива

Средние операционные затраты на ТУТ, позволяющие получать прибыль

составляют 5 510,3 руб./т, т.е. месторождение с прибылью может работать до 2043 г., дальнейшая разработка месторождения для недропользователя невыгодна. Это связано с тем, что все скважины работают до 98 % обводненности при предельной рентабельной обводненности 96,1% и дебите нефти 4,1 т/сут. при этом дебит по жидкости 105,3 т/сут.

3.3 Налоговая система

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством РФ, с учетом поправок, вступивших в силу на момент расчетов. В таблице 3.4 приведено распределение налогов в федеральный, областной и местный бюджеты. В таблице 3.5 представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономическую оценку вариантов разработки, и показан порядок их расчета [15].

Таблица 3.4 - Распределение налогов в федеральный, областной и местный бюджеты

Наименование налога	Ставка налога	Распределение суммы налога по бюджетам, %			Внебюджетные фонды
		федеральный	областной	местный	
Налог на добычу полезных ископаемых	Нефть 2014 г. -5 968 руб./т 2015 г. – 6 416 руб./т 2016 г. – 6 767 руб./т	100	-	-	-
Страховые взносы	2014-2015гг. - 30 % с 2016г. – 34%	-	-	-	100
Страхование от несчастного случая	0,5 %	-	-	-	100
Налог на добавленную стоимость (НДС)	18 %	100	-	-	-
Экспортная пошлина	2014 г. -13 116 руб./т 2015 г. – 12 706 руб./т 2016 г. – 12 297 руб./т	100	-	-	-
Налог на имущество предприятий	2,2 %	-	100	-	-
Прочие налоги	по фактическим данным ОАО «Томскнефть» ВНК 2013 г.	-	-	100	-
Налог на прибыль	20 %	10 (2/20)	90 (18/20)	-	-

Таблица 3.5 - Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
Налоги, относимые на себестоимость	
<p>1. Налог на добычу полезных ископаемых</p>	<p>Нефть 2014г. - 5 968 руб. за тонну, 2015г. - 6 416 руб. за тонну, 2016г. – 6 767 руб. за тонну</p> <p>493 – 2014 г., 530- 2015г., 559 – 2016г. с учетом коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть – Кц и коэффициента, характеризующего степень выработанности запасов – Кв)</p> <p>$K_{ц} = (Ц-15)*P/261$, где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель; P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ</p> <p>$K_{в} = 3,8-3,5*N/V$, где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых за календарный год; V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых.</p> <p>В случае, если степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент Кв принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент Кв принимается равным 0,3.</p> <p>В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (Vз) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов (Свз) конкретного участка недр, определяемая в порядке, установленном настоящим пунктом, меньше или равна 0,05, , характеризующий величину запасов конкретного участка недр (Кз) рассчитывается по формуле:</p> <p>$K_{з} = 0,125 \times V_{з} + 0,375$,</p> <p>где Vз - начальные извлекаемые запасы нефти в млн. тонн с точностью до 3-го знака после запятой, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти (за исключением списания запасов добытой нефти и потерь при добыче) и определяемые как сумма запасов категорий А, В, С1 и С2 по конкретному участку недр по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода.</p> <p>Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (Кд), принимается:</p> <p>1) равным 0 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;</p> <p>2) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2^{10 \wedge (-3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;</p>

Окончание таблицы 3.5

	<p>3) равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2^{10 \wedge (-3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;</p> <p>4) равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;</p> <p>5) равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам, указанным в подпунктах 1 - 4.</p> <p>Коэффициент Кд в размере, установленном подпунктами 1 и 4 пункта 1 настоящей статьи, применяется до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья впервые превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента Кд принимается равным 1.</p> <p>Коэффициент Кд в размере, установленном подпунктами 2 и 3, применяется до истечения 120 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья впервые превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента Кд принимается равным 1.</p>
2. Страховые взносы	Всего 2014-2015гг. -30 %. С 2016г. – 34% от начисленной суммы ФОТ (но не более 624 тыс. руб./чел. в год), в том числе:
- пенсионный фонд	2014-2015гг. - 22 %, с 2016г. – 26% от начисленной суммы фонда оплаты труда
- фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
- фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
3. Страхование от несчастного случая	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
4. Прочие налоги	По Вахскому месторождению взяты по фактическим данным ОАО «Томскнефть» ВНК на 2013 г. и составляют 9 076 тыс. руб.
<i>Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат</i>	
1. Налог на добавленную стоимость	18 % от добавленной стоимости, определяемой как разница между стоимостью реализованной продукции и стоимостью материальных затрат, отнесенных на издержки. В случае использования в расчете затрат без НДС, базой начисления налога будет выручка от реализации продукции.
2. Налог на имущество предприятий	2,2 % от стоимости основных фондов.
3. Экспортная пошлина	2014г. - 13 116 руб. за тонну, 2015г. – 12 706 руб. за тонну, 2016г. – 12 297 руб. за тонну (при сложившейся за предшествующий месяц средней ценой нефти сырой марки «Юралс» в долларах США за тонну менее 109,5 доллара США – 0 %, при превышении за предшествующий месяц сложившейся средней цены нефти сырой марки «Юралс» 109,5 доллара США за тонну, но не более 146 долларов США за тонну (включительно) – 35 % от разницы; свыше 146, но не более 182,5 доллара США (включительно) – в размере 12,78 доллара за тонну и 45 % от разницы, свыше 182,5 доллара США – 29,2 доллара за тонну и 2014г. -59 % от разницы, 2015г. – 57%, 2016г. – 55%).
4. Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

4 Безопасность и экологичность

Целью раздела является анализ вредных и опасных факторов труда оператора по добыче нефти и разработка мер защиты от них, оценка условий труда и микроклимата рабочей среды.

Несоблюдение требований безопасности производства может привести к производственным травмам, а экологической безопасности – к загрязнению окружающей среды.

Так как предприятия по добыче нефти и газа являются опасными производственными объектами, в данном разделе рассмотрены мероприятия по безопасной эксплуатации оборудования и охране окружающей среды.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Основное рабочее место оператора по добыче нефти – кустовая площадка нефтяного промысла, которая представляет собой открытую территорию с технологическим оборудованием (фонтанная арматура, силовые кабели и станции управления скважин, а также оборудование для замера скважинной продукции).

При добыче нефти и газа на людей, окружающую среду и инженерно-технический комплекс негативное действие оказывают физические, химические, биологические и психофизиологические факторы:

1) Производственный шум. Источниками производственного шума являются электродвигатели, дымососы и вентиляционные установки, дробилки, трансформаторы, станки, электромашины, нефтедобывающее оборудование, транспортные средства и др. Сильный шум создаётся при редуцировании газа, продувке скважин, проведении обработок ПЗП [17].

2) Выхлопные газы и химические реагенты: выхлопные газы автотранспорта, разлившиеся химические реагенты, сгораемые газы на

факелах, нефтепродукты, разлившиеся в водоемы при порывах трубопроводов. Для данного производства свойственно применение химических реагентов, имеющих раздражающее, сенсibiliзирующее и канцерогенное воздействие на организм человека – это ингибиторы коррозии, применяемые на всем участке движения нефтяных эмульсий, диэмульгаторы, стабилизаторы [6].

Для обработок призабойных зон пласта используются химические реагенты токсического характера.

3) Кровососущие насекомые. В летне-осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, забиваются в нос, уши, наносят бесчисленные укусы, переносящие вирусы и бактерии.

4) Физические и моральные перегрузки (статические, динамические нагрузки). Работники устают физически, руководители зачастую испытывают статические нагрузки, так как почти весь рабочий день проводят сидя в балках. Нервно-эмоциональные нагрузки – это переутомление, перенапряжение зрения от работы за компьютером и слуха у работающих на шумных объектах.

5) Электрический ток. К основным электроопасным объектам относятся скважины, оборудованные УЭЦН и ШСНУ, к которым подведены линии электропередач; трансформаторы, станции управления, создающие опасность поражения электрическим током. При работах на скважинах с УЭЦН увеличивается зона поражения электротоком, т.к. резко возрастает длина токопроводящего кабеля, причём часть его проходит по поверхности [18].

6) Взрывопожароопасность объектов. К пожаро- и взрывоопасным объектам относятся: цех подготовки и перекачки нефти, товарные парки нефти, а также все оборудование по подготовке скважинной продукции, находящееся под давлением. Помещения, в которых взрывоопасные смеси не образуются при нормальных условиях работы, но могут образоваться при авариях и неисправностях: помещения нефтяных насосных, газовых компрессорных станций, газораспределительных будок. Оборудование, используемое при

нефтедобыче и при ремонте нефтепромыслового оборудования, относится к классу опасного [6].

7) Движущиеся машины и механизмы: кронблочные, талевая система, всевозможные лебедки, пневматические и полуавтоматические ключи, наземное оборудование скважин, станки качалки и другие элементы [6].

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования [16].

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Кустовая площадка располагается на открытой территории промысла и подвергается воздействию окружающих температур и влажности. Высокая температура воздуха способствует быстрой утомляемости работающего, может привести к перегреву организма, тепловому удару или профзаболеванию. Низкая температура воздуха может вызвать местное или общее охлаждение организма, стать причиной простудного заболевания либо обморожения [6].

Климат района Вахского месторождения континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой с устойчивым снежным покровом и коротким не жарким летом.

Средняя температура воздуха наиболее жаркого месяца – июля составляет $+17,5^{\circ}\text{C}$, средняя температура наиболее холодного месяца января – минус $21,5^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь-февраль и составляет -51°C , абсолютный максимум – на июль $+30^{\circ}\text{C}$. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 108 дней.

Распределение осадков крайне неравномерно, зависит от местных условий, особенно от рельефа. В среднем за год выпадает 500 мм осадков. В годовом ходе осадков максимум приходится на лето, а минимум на зиму, что

связано с особенностями атмосферной циркуляции. В теплый период года выпадает 318 мм, а в холодный период года (с ноября по март) сумма осадков составляет 135 мм.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования (к лаборатории)

Для соблюдения санитарных норм в производственных помещениях и на рабочих объектах разрабатываются следующие мероприятия:

- 1) в помещениях, на объектах и рабочих местах, где возможно выделение в воздух паров, газов и пыли (АГЗУ, ДНС, УПСВ, ЦППН), а также в случаях изменений технологических процессов, осуществляется контроль воздушной среды;
- 2) рабочие места, объекты, проезды и проходы к ним в темное время суток освещены.

Комфортные условия работы создаются обеспечением оптимальных параметров освещения и состава воздуха производственных и бытовых помещений.

Искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и строительных норм и правил, уровень освещенности рабочих мест соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов. В производственных помещениях и в зонах работы на открытых площадках предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение, которое обеспечивает равномерное распределение яркости на рабочей поверхности; замеры уровня освещенности проводятся не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений и систем освещения [19].

Отопление и вентиляция производственных и бытовых зданий и помещений соответствует санитарным нормам [20].

Производственные объекты, рабочие места в зависимости от условий работы и принятой технологии производства имеют соответствующие средства защиты.

Комфортные условия работы на кустовой площадке обеспечиваются мероприятиями:

- утепление культбудки в холодное время года;
- контроль воздушной среды;
- использование средств индивидуальной защиты, когда невозможно избежать воздействия неблагоприятных климатических условий;
- организация перерывов в работе.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Для обеспечения производственной безопасности необходимо проведение инженерно-технических мероприятий:

- обеспечение пожаровзрывобезопасности;
- защита от действия вредных веществ при их выбросах и сбросах;
- защита от поражения электрическим током и статическим электричеством;
- обеспечение безопасности эксплуатации герметичных систем, находящихся под давлением;
- обеспечение безопасности эксплуатации машин, механизмов и производственных помещений;
- обеспечение комфортных условий труда работников;
- защита от вредного воздействия шума и вибрации.

Для отвода в землю атмосферного электричества в результате прямого удара молнии установлены молниеотводы [21].

Электробезопасность может быть обеспечена строгим выполнением требований действующих электротехнических нормативов.

Не допускается выполнение работ без устного или письменного (наряда) разрешения; запрещается работать в одиночку; до проведения работ надо выполнить все необходимые организационные и технические мероприятия по обеспечению техники безопасности. Для повышения безопасности весь персонал, использующий или обслуживающий электроустановки, подлежит регулярному медицинскому осмотру, проходит обучение, переквалификацию и проверку знаний по технике безопасности и др [6].

На предприятии периодически контролируется состояние изоляции и испытание ее электрической прочности. Работники обеспечиваются диэлектрическими перчатками, ботами, резиновыми ковриками, изолирующими подставками и др [18].

Важным источником информации и оповещения персонала являются предупреждающие таблички («Высокое напряжение», «Опасная зона», «Не включать, работают люди», «Внимание! Пуск автоматический!»), которые вывешивают непосредственно у данных объектов.

Основные мероприятия по защите от статического электричества: уменьшение интенсивности генерации электрических зарядов за счет подбора конструкционных материалов, облицовки оборудования, уменьшения силы трения и скорости истечения жидкости; устранение зарядов статического электричества путем заземления частей оборудования, нейтрализаторов статического электричества [18].

Основные инженерно-технические мероприятия по защите от электромагнитных полей: ослабление электромагнитных полей за счет устройства отражающих или поглощающих излучение экранов; уменьшение мощности электромагнитных излучений; удаление источника электромагнитных излучений от рабочего места или наоборот [18].

Для снижения уровня шума и вибрации применяются:

- звукоизоляция ограждающих конструкций: уплотнение по периметру притворов окон, ворот, дверей, звукоизоляция мест пересечения ограждающих конструкций инженерными коммуникациями; устройство звукоизолированных

кабин наблюдения и дистанционного управления, укрытия, кожухи, СИЗ (специальные наушники);

- звукопоглощающие конструкции и экраны; для защиты от вибрации применяется виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещенные между вибрирующей машиной и основанием [22].

Для устранения или уменьшения опасности токсичных веществ применяются СИЗ: для органов дыхания – фильтрующие противопылевые, газопылезащитные средства, шланговые противогазы ПШ-1, кислородно-изолирующие приборы (КИП), автономные дыхательные аппараты; для глаз – очки, маски, светофильтры; для тела – противопылевые комбинезоны; для рук – перчатки и т. д [23].

Искусственное групповое защитное заземляющее устройство (УЗЗ) состоит из вертикальных электродов и горизонтально расположенной соединительной полосы, соединенных между собой сваркой или болтовым соединением. Для обеспечения надежной защиты от электропоражения устройство заглубляется в землю на 0,7–0,8 м. В данной работе определено сопротивление растеканию сложного заземления, состоящего из вертикальных стержневых заземлителей и горизонтальной полосы, соединяющей их в контур. Их размеры и размещение в земле показаны на рисунке 4.1, $R_{\text{доп}} = 4 \text{ Ом}$.

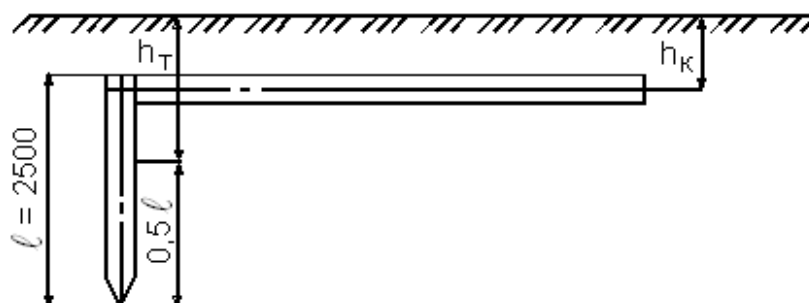


Рисунок 4.1 – Размещение сложного заземлителя в почве

В результате выполненных расчетов полученная величина сопротивления растеканию контура заземления ниже нормативного значения ($R_{\text{доп}} = 4 \text{ Ом}$).

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Для взрывопожароопасных технологических процессов предусматриваются автоматические системы противоаварийной защиты, обеспечивающие безопасную обстановку.

Причинами образования пожароопасных концентраций паров нефти или нефтяного газа в смеси с воздухом, а также токсических и вредных веществ являются недостаточная герметизация оборудования, несовершенство технологических процессов, отсутствие установок по улавливанию ядовитых и опасных газов, паров и пыли, неэффективная вентиляция и др.

Мероприятия по пожарной безопасности:

- 1) предупреждение пожаров;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) максимальное сохранение ценностей в зоне пожара;
- 4) создание условий эффективного тушения пожаров.

На каждом участке предприятия устанавливается противопожарный режим, соответствующий их пожарной опасности:

- определяются и оборудуются места для курения;
- определяются места и допустимое количество единовременно хранящихся в помещении сырья, полуфабрикатов и готовой продукции;
- устанавливается порядок уборки горючих отходов и пыли, хранения промасленной одежды;
- определяется порядок обесточивания электрооборудования.

Регламентируются порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы, порядок действия работников при обнаружении пожара.

На предприятии определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

На промыслах компании в качестве первичных средств пожаротушения

рекомендуются применять огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), воду и песок.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В процессе добычи нефти возможны следующие виды ЧС: разгерметизации соединений на фонтанной арматуре и технологических агрегатов; открытое газонефтеводопроявление (фонтан); пожар; розлив нефти и химических реагентов на кустовой площадке; плохие погодные условия (морозы; проливные дожди и т.д.)

Для всех опасных производственных объектов должны быть разработаны планы ликвидации аварий, которые предусматривают: оперативные действия персонала по предотвращению и локализации аварий; способы и методы ликвидации аварий и их последствий; порядок действий по исключению (минимизации) возможности загораний и взрывов, снижения тяжести возможных последствий аварий; эвакуацию людей, не занятых ликвидацией аварии, за пределы опасной зоны.

Для предотвращения последствий ЧС рекомендуются следующие мероприятия:

- прогнозирование аварийных ситуаций путём диагностики состояния технологического оборудования;
- площадки размещения технологического оборудования выполнять из сборных бетонных плит и ограждать бордюром камнем; площадки должны иметь дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения с последующей утилизацией;
- по периметру площадки куста предусмотрено обвалование, устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно-

канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора;

- разрабатывается план ликвидации аварий;
- сооружение защитных дамб на участках трубопроводов с линиями стекания, направленных вдоль оси трасс;
- закрытая система сбора и транспорта нефти, автоматическое отключение насосов, установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;
- локализация при средних аварийных разливах осуществляется путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;

При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия: ликвидировать источник разлива нефти; оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации; локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение; собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации [24].

4.7 Экологичность проекта

В целях предотвращения и уменьшения загрязнения атмосферного воздуха на предприятии осуществляются мероприятия:

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом нормативных требований;
- откачка нефти из аппаратов и дренаж при ремонтных работах оборудования в аварийные емкости [25].

В целях снижения негативного воздействия на поверхностные и

подземные воды от вновь проектируемых объектов предусматриваются: использование для бурения воды из подземных источников; проведение буровых работ за пределами водоохраных зон [26].

Для исключения или снижения загрязнения поверхностных и подземных вод буровыми растворами предусмотрено применение: нетоксичных и малотоксичных химреагентов, соответствующих 4 классу опасности; экологически чистых буровых растворов с повышенными смазочными свойствами, заменяющими нефть.

Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова:

- при выборе площадок и трасс под строительство использование лесов I и II групп, а также считающихся малопригодными для сельскохозяйственного и лесохозяйственного пользования;

- формирование линейных коммуникаций в единых коридорах минимальной ширины;

- установление твердых границ полосы отвода земли;

- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта;

- замена устаревшего и износившегося оборудования.

В целях снижения ущерба животному миру и ихтиофауне предусмотрены следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на кустовых площадках;

- устройство гидроизоляции глинистым грунтом обваловки и оснований кустовых площадок, емкостей с горюче-смазочными материалами;

- размещение химреагентов и сыпучих материалов в закрытой таре;

- проведение планово-предупредительного ремонта оборудования;

- подземная прокладка трубопроводов, исключая гибель и нарушения условий жизни диких животных и птиц.

Заключение

На Вахском месторождении нефтеносными являются объекты Ю₁¹, Ю₁²⁺³ васюганской свиты; Ю₂¹⁺², Ю₃¹⁺², Ю₃³⁺⁴ тюменской свиты, а также палеозойские отложения пласта М. По геологическому строению месторождение сложное, пласты характеризуются фациальной изменчивостью, разбиты дизъюнктивными нарушениями по всей площади, залежи нефти литологически и тектонически экранированные. Коллектора характеризуются различными ФЕС, а нефти продуктивных пластов – различными физико-химическими свойствами.

Вахское месторождение находится на третьей стадии разработки, за исключением Кошильской площади. На всех эксплуатируемых объектах разработки используется очагово-избирательная система разработки. Отсутствие постоянной площадной системы отрицательно сказалось на формировании фронта вытеснения, привело к прорывам воды, обводнению скважин и запираанию целиков нефти. На месторождении отмечается рост обводнения продукции и выход значительной части скважин из числа действующих.

В целом, проведенные мероприятия по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи показали высокую эффективность. Дополнительно за счет ГТМ в период 2000-2010 гг. было добыто 7143,4 тыс.т. нефти, что составляет 39% от годовой добычи нефти за этот период времени. Наибольшая доля (72%) дополнительной добычи нефти за период 2000-2010 гг. приходится на ГРП, а также на ЗБС (15 %). От остальных ГТМ эффекты незначительны. Таким образом, основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти пластов Вахского месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам и увеличению доли выработки запасов с помощью применения гидроразрыва пласта и ЗБС.

Список сокращений

ВНК – водонефтяной контакт

ЦКР – центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

КИН – коэффициент извлечения нефти

ГОСТ – государственный общесоюзный стандарт

МПР – министерство природных ресурсов

БС – боковой ствол

ГБС – горизонтальный боковой ствол

ЛУ – лицензионный участок

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ЭЦН – электроцентробежный насос

ШГН – штанговый глубинный насос

МУН – методы увеличения нефтеотдачи пластов

ОПЗ – обработка призабойной зоны

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ИДН – интенсификация добычи нефти

ЛА – ликвидация аварий

ЗБС – зарезка боковых стволов

ФО – форсированные отборы жидкости

ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт

ГИС – геофизические исследования скважин

ППД – поддержание пластового давления

IRR – внутренняя норма доходности

NPV – чистая текущая стоимость

РД – руководящий документ

Список использованных источников

1. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология, Москва, 1962 г.
2. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Вахского месторождения, Томск, ТомскНИПИнефть, 1991 г.
3. Федоров Б.А., Крец Э.С. и др. Пересчет запасов УВ и ТЭО КИН Вахского месторождения. Томск, ОАО «ТомскНИПИнефть», 2010 г.
4. Дополнение к проекту разработки Вахского месторождения. Томск, ОАО «ТомскНИПИнефть», Отчет по договору №ПР1000, 2014 г.
5. Отчет НИР «Дополнение к проекту разработки Вахского месторождения», Томск, 2011г.
6. Дополнение к технологической схеме разработки Вахского нефтяного месторождения, Томск, ОАО «ТомскНИПИнефть» (протокол № 5335 от 29.12.2011 г).
7. Анализ разработки Вахского месторождения, Тюмень, ОАО «Тандем», протокол № 823 от 24.10.2006 г. ТО ЦКР Роснедра по ХМАО.
8. Каримов Н.Х. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.-255с.
9. Янин А.Н. Оценка влияния массового применения ОРЗ на нефтеотдачу многопластового низкопроницаемого объекта / А.В. Барышников, О.А. Кофанов // Бурение и нефть, 2011. №5. С. 46-49.
10. Ибрагимов Г.З. и др. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. М. Недра, 1991.
11. В.А. Блажевич, Е.Н. Умрихина, В.Г. Уметбаев. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. - Москва, Недра, 1981. - 237с.
12. И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб.-метод. пособие.– Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.
13. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой

нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие.- Казань: Изд-во Казанского университета, 2003.- 596 с.

14. Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Персиянцев М.Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. Учебное пособие. Уфа, изд-во УГНТУ, 1998.-255 с.

15. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности под ред. В.Ф. Дунаева. – Москва, 2004 г.

16. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. – Электрон. дан. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016.

17. ГОСТ 12.1.05-86. Методы измерения шума на рабочих местах.

18. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

19. СанПиИ 2.2.1/ 2.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному освещению жилых и общественных зданий.

20. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

21. РД 34.21.122-87 Инструкции по молниезащите зданий и сооружений.

22. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

23. ГОСТ 12.0.004-90 Организация обучения безопасности труда.

24. РД 39-0147103-376-86 Табель технического оснащения участков по аварийно-восстановительному ремонту промысловых трубопроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

25. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

26. ОСТ 51-01-03-84 Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтегазодобыче. Основные требования к качеству очистки.